



Marta Alexandra Perdigão Alves

Licenciatura em Ciências de Engenharia do Ambiente

Impacto de Cenários de Alterações Climáticas nos Recursos Energéticos Renováveis: Sistema Elétrico Português até 2070

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente, perfil Gestão e Sistemas Ambientais

Orientadora: Professora Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas, Professora auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Júri:

Presidente: Professor Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo, FCT-UNL
Arguente: Professor Doutor Francisco Manuel Freire Cardoso Ferreira, FCT-UNL
Vogal: Professora Doutora Maria Júlia Fonseca de Seixas, FCT-UNL



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Junho, 2013

Impacto de Cenários de Alterações Climáticas nos Recursos Energéticos Renováveis: Sistema Elétrico Português até 2070

© Copyright em nome de Marta Alexandra Perdigão Alves, da FCT/UNL e da UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer em primeiro lugar à Professora Doutora Júlia Seixas pela orientação, apoio e motivação ao longo da presente dissertação.

Agradeço ao projeto HybCO₂ – *Hybrid approaches to assess economic, environmental and technological impacts of long term low carbon scenarios: The Portuguese case* (PTDC/AAC-CLI/105164/2008), financiado por Fundos Nacionais através da FCT – Fundação para a Ciência e a Tecnologia por ter facultado os cenários energéticos de longo prazo para Portugal.

À equipa do *Climate Change & Sustainable Energy* do CENSE – *Center for environmental and sustainability research*, e em especial ao Luís Dias pela ajuda e disponibilidade na obtenção de dados do modelo TIMES.

Agradeço a todos os meus familiares, colegas e amigos que me têm acompanhado ao longo do tempo e que de forma direta ou indireta possibilitaram o equilíbrio necessário para concluir esta etapa. Devo mencionar algumas pessoas:

Agradeço à Susana pela pressão que exerceu em mim com a pergunta “Como vai a tese Martocas?” (que por vezes até ela evitava). Por me aturar nos momentos de *stress*, pela ajuda com as formatações e principalmente pela colega e amiga que tem sido ao longo destes anos.

Por estarem sempre presentes, pelos amigos que são e pelos bons momentos que passamos juntos, agradeço à Sandra e ao Hugo.

À Vanessa Tavares por me acompanhar de perto nesta fase, pelas conversas e por ter sempre um bom conselho a dar. À Barradinhas pela sua amizade aliada da boa disposição.

Ao Grilo um obrigado pelas conversas e pelas discussões e dicas sobre a tese, por vezes com um fuso horário que parecia não existir.

Agradeço à Rita, Vanessa Emídio e Pequena, que apesar dos diferentes rumos académicos e profissionais demonstraram sempre amizade. Obrigado pelos cafés e jantares para desanuviar.

Por fim, quero agradecer às pessoas mais importantes na minha vida: os meus pais. O meu maior obrigado pelo apoio incondicional, pela confiança e força que me deram ao longo deste percurso. Obrigado por acreditarem que seria capaz. É aos meus pais que dedico este trabalho.

RESUMO

As alterações climáticas já evidentes, e expectáveis para o século XXI, terão um impacto significativo nos sistemas energéticos no sul da Europa e em particular em Portugal. Os impactos das alterações climáticas, tanto na disponibilidade dos recursos energéticos renováveis, como no funcionamento das tecnologias energéticas constitui informação que sustenta decisões de investimentos a realizar no futuro.

A análise de projeções de tendências climáticas e os seus impactos na procura e fornecimento de serviços de energia é uma ferramenta importante para avaliar a reação dos sistemas energéticos. Como tal, o objetivo do estudo é a análise do impacto de cenários de alterações climáticas no aproveitamento do recurso hídrico, eólico e solar no sistema energético português.

Através da literatura analisada, constata-se uma expectativa de diminuição da disponibilidade do recurso hídrico e eólico em Portugal, implicando uma redução de 22% e de 5% no potencial de produção elétrica, respetivamente. Pelo contrário, a disponibilidade do recurso solar aumenta traduzindo-se num incremento de 5% e 8% no potencial de produção de eletricidade fotovoltaica e solar concentrada, respetivamente.

A análise de quatro cenários de evolução do sistema energético português até 2070, com recurso ao modelo TIMES_PT, permitiu observar o impacto das alterações climáticas e as estratégias de ajustamento do sistema energético. Os resultados apontam para uma redução pouco significativa da capacidade instalada e eletricidade produzida total em 2070, que varia entre 1 e 5%, em cenários de alterações climáticas, face a cenários sem alterações climáticas.

As alterações climáticas aqui consideradas no recurso hídrico, eólico e solar não irão alterar de forma significativa a produção de eletricidade, no entanto irão modificar o perfil de energia utilizada. O sistema energético deverá compensar a indisponibilidade da produção hídrica com outros tipos de energias renováveis como a eólica *offshore*, a energia solar e a biomassa, mas também com a utilização de energias fósseis equipadas com tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS).

O estudo mostrou que a maior redução do consumo final de energia ocorre no sector dos edifícios (2 a 3%), em cenários de alterações climáticas, causada pela diminuição do consumo de eletricidade. Foi ainda possível concluir que, em cenários de elevada mitigação, a contribuição das energias renováveis pode ser superior a 90%. No entanto considerando o impacto de alterações climáticas, a tendência geral é para um aumento da participação de combustíveis fósseis com CCS de forma a promover o custo-eficácia do sistema energético.

Palavras-chave: Cenários de alterações climáticas, sistema energético, recurso energético renovável, impactos.

ABSTRACT

Climate change is already evident and expected for the twenty-first century and it will have a significant impact on energy systems in southern Europe, particularly in Portugal. The impacts of climate change in availability of renewable energy resources and operation of energy technologies are supporting information to make investment decisions in the future.

The analysis of projected climate trends and their impacts on the demand and supply of energy services are an important tool to assess the energy systems reaction. As such, the goal of this study involves the analysis of climate change impact scenarios in the use of water, wind and solar resources in Portuguese energy system.

It was found that there is an expectation of decrease in water resources and wind power availability in Portugal, implying a reduction of 22% and 5% in electricity production potential, respectively. The increased availability of solar resource resulted in an increase of 5% and 8% on potential production of concentrated solar power and photovoltaic electricity, respectively.

The four evolution scenarios of the Portuguese energy system by 2070, using the TIMES_PT model allowed the observation the impact of climate change and adjustment strategies of energy system. The results indicate a reduction not significant in installed capacity and total electricity produced, in 2070, ranging between 1 and 5% by climate change scenarios, compared to scenarios without climate change.

Climate change is considered in water resource, wind and solar will not change significantly the electricity production, but will modify the profile of energy used. The energy system must compensate the unavailability of hydroelectric production with other types of renewable energy such as offshore wind, solar and biomass, but also and with fossil fuels with carbon capture and storage (CCS).

The study showed that the greatest reduction in final energy consumption occurs in the buildings sector (2-3%) in scenarios of climate change, caused by decreased electricity consumption. It was still possible to conclude that in high mitigation scenarios, the contribution of renewables exceed 90%, however considering the impact of climate change, the general trend is that there is an increase in the share of fossil fuels with CCS in order to promote cost efficiency of energy system.

Keywords: Climate change scenarios, energy system, renewable energy resource, impacts.

ÍNDICE DE MATÉRIAS

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento do tema.....	1
1.2. Objetivos e âmbito.....	3
1.3. Estrutura da dissertação	4
2. RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVÁVEIS.....	5
2.1. Energia Hidroelétrica	7
2.1.1. Evolução e expectativas.....	7
2.1.2. Disponibilidade do recurso e tecnologia.....	9
2.2. Energia Eólica	11
2.2.1. Evolução e expectativas.....	13
2.2.2. Disponibilidade do recurso e tecnologia.....	15
2.3. Energia solar	17
2.3.1. Evolução e expectativas.....	18
2.3.2. Disponibilidade do recurso e tecnologia.....	20
2.4. Recursos energéticos renováveis no sistema energético português.....	23
2.5. Política europeia e nacional de promoção de recursos energéticos renováveis	26
3. IMPACTOS DE CENÁRIOS DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS NO APROVEITAMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVÁVEIS	31
3.1. Alteração do comportamento das variáveis climáticas	33
3.1.1. Temperatura	34
3.1.2. Precipitação.....	35
3.1.3. Velocidade do vento	37
3.1.4. Radiação e nebulosidade	38
3.1.5. Nível do mar	40
3.1.6. Tempestades.....	41
3.1.7. Secas e Inundações	41
3.2. Impacto de cenários de alterações climáticas no recurso	42
3.2.1. Recurso Hídrico.....	42
3.2.2. Recurso Eólico	45

3.2.3.	Recurso Solar	47
3.3.	Impacto de cenários de alterações climáticas na tecnologia	48
3.3.1.	Energia Hidroelétrica	48
3.3.2.	Energia Eólica	54
3.3.3.	Energia Solar	56
4.	METODOLOGIA	59
4.1.	Sistematização dos impactos estimados de cenários de alterações climáticas nos recursos energéticos renováveis.....	60
4.2.	Cenários de evolução do sistema energético português até 2070	63
4.2.1.	Modelo TIMES_PT	63
4.2.2.	Assunções de modelação	64
4.2.3.	Cenários analisados	70
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	73
5.1.	Impacto de cenários de alterações climáticas em projetos de energia renovável em Portugal	73
5.2.	Evolução do sistema energético português: Cenário de referência e cenário de mitigação de emissões de CO ₂ e	76
5.2.1.	Capacidade instalada e eletricidade produzida	76
5.2.2.	Consumo de energia final	79
5.3.	Evolução do sistema energético português: Cenários de impacto de alterações climáticas.....	81
5.3.1.	Capacidade instalada e eletricidade produzida	81
5.3.2.	Consumo de energia final	85
5.3.3.	Eletricidade produzida a partir de recursos energéticos renováveis	86
5.3.4.	Impacto nos custos no sistema energético	89
6.	CONCLUSÕES.....	93
6.1.	Síntese e balanço do estudo desenvolvido.....	93
6.2.	Limitações do estudo	97
6.3.	Desenvolvimentos futuros	98
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99
	ANEXO A – Corrida Modelo TIMES_PT	107
	ANEXO B – Impacto de cenários de alterações climáticas na eletricidade produzida....	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Contribuição das formas de energia renovável no consumo mundial de energia final, em 2010.....	6
Figura 2.2 - Produção de energia hidroelétrica (TWh) por região, entre 1965 e 2011.....	8
Figura 2.3 – Precipitação e escoamento (%) e disponibilidade de água doce (km ³).	10
Figura 2.4 - Potencial hidroelétrico (TWh/ano) na Europa.....	11
Figura 2.5 - Evolução da capacidade instalada de energia eólica (GW) no mundo, desde 1995 até 2011.....	13
Figura 2.6 - Produção de energia eólica (TWh) por região, de 1990 a 2011.	14
Figura 2.7 - Mapa do recurso eólico <i>onshore</i> e <i>offshore</i> com capacidade instalada e eletricidade produzida para os países líderes.	16
Figura 2.8 - Evolução da capacidade instalada de energia solar (GW) no mundo, desde 1996.	18
Figura 2.9 – Produção de energia solar (TWh) por região, de 1990 a 2011.	19
Figura 2.10 - <i>Direct Normal Insolation</i> (DNI) (kWh/m ² /ano).....	21
Figura 2.11 – Radiação solar (kWh/m ²) e potencial de eletricidade fotovoltaica (kWh/kW _{peak}) na Europa.....	22
Figura 2.12 – Consumo de energia primária (PJ) por fonte entre 1990 e 2010.	24
Figura 2.13 - Repartição da produção de eletricidade (%) por fonte energética em 2011.....	25
Figura 2.14 - Evolução da energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis (TWh).....	26
Figura 3.1 - Cenários de emissões de GEE para 2000-2100 e projeções das temperaturas à superfície.....	32
Figura 3.2 – Projeção de alterações na temperatura média anual (°C), de Verão (Junho, Julho e Agosto) e de Inverno (Dezembro, Janeiro e Fevereiro), para os períodos de 2021-2050 e 2071-2100, comparativamente ao período de 1961-1990.	35
Figura 3.3 - Projeção de alterações na precipitação (%) anual (esquerda) e de Verão (direita) para o período 2071-2100, comparativamente ao período de 1961-1990.	36
Figura 3.4 - Projeção de alterações nas velocidades extremas do vento, segundo modelos GCM (esquerda) e RCM (direita), para o período 2071-2100, comparativamente a 1961-2000.	38
Figura 3.5 - Alterações médias na radiação solar efetiva (MJ/m ²) para o período 2031-2050, comparativamente a 1975-1994, para os modelos RACMO (esquerda) e HadRCM3 (direita).	39
Figura 3.6 - Alterações na disponibilidade média anual de água para a década de 2050, comparativamente ao período de 1961-1990, segundo o cenário A2.....	44

Figura 3.7 - Produção hidroelétrica mundial (TWh) com e sem impactos das alterações climáticas (WRD w e WRD wo, respetivamente), para 2050 e 2100.....	51
Figura 3.8 – Produção hidroelétrica (TWh) com e sem impactos das alterações climáticas (WRD w e WRD wo, respetivamente), por região, para 2050 e 2100	52
Figura 3.9 – Alterações previstas na produção hidroelétrica no mundo, em 2050.....	53
Figura 4.1 - Esquematização da metodologia utilizada.....	60
Figura 4.2 - Representação esquemática do modelo TIMES_PT.	64
Figura 4.3 - Índice de crescimento do PIB e da População para o cenário Baixo e Alto.	65
Figura 4.4 – Evolução do custo das tecnologias solar.....	65
Figura 4.5 - Evolução do custo das tecnologias eólica.....	66
Figura 4.6 – Cenário de preços de energia primária.....	67
Figura 4.7 – Cenários de evolução do sistema energético português.....	71
Figura 5.1 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.	76
Figura 5.2 - Eletricidade produzida (PJ) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.....	77
Figura 5.3 - Consumo de energia final nos edifícios (PJ) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.....	79
Figura 5.4 - Consumo de energia final na indústria (PJ) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.	80
Figura 5.5 - Consumo de eletricidade (PJ) por sector, para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.	81
Figura 5.6 – Diferença de capacidade instalada (GW) no cenário AC_impact face ao cenário Base para 2030, 2050 e 2070.....	82
Figura 5.7 - Diferença de eletricidade produzida (PJ) no cenário AC_impact face ao cenário Base para 2030, 2050 e 2070.....	83
Figura 5.8 - Diferença de capacidade instalada (GW) no cenário AC_impact_GEE face ao cenário Base_GEE para 2030, 2050 e 2070.	83
Figura 5.9 - Diferença de eletricidade produzida (PJ) no cenário AC_impact_GEE face ao cenário Base_GEE para 2030, 2050 e 2070.	84
Figura 5.10 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso hídrico, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.....	86
Figura 5.11 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso eólico <i>onshore</i> , para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.	87

Figura 5.12 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso eólico <i>offshore</i> , para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.	88
Figura 5.13 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso CSP, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.	88
Figura 5.14 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso solar fotovoltaico, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.	89
Figura 5.15 - Custo de eletricidade (M€/PJ) para os quatro cenários em estudo nos anos 2020, 2030, 2050 e 2070.	90
Figura 5.16 - Custo de investimento no sector electroprodutor (M€ ₂₀₀₀).	91
Figura A.1 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.	115
Figura A.2 - Eletricidade produzida (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.	115
Figura A.3 - Consumo de energia final nos edifícios (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.	116
Figura A.4 - Consumo de energia final na indústria (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.	116
Figura A.5 - Consumo de energia final nos transportes (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.	117
Figura A.6 - Consumo de eletricidade (PJ) por sector, para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.	117
Figura A.7 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.	117
Figura A.8 - Eletricidade produzida (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.	118
Figura A.9 - Consumo de energia final nos edifícios (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.	118
Figura A.10 - Consumo de energia final na indústria (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.	119
Figura A.11 - Consumo de energia final nos transportes (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.	119
Figura A.12 - Consumo de eletricidade (PJ) por sector, para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.	120

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tipos de energia renovável.....	5
Tabela 2.2 - Diâmetro, altura do rotor e potência nominal da turbina elétrica.....	12
Tabela 2.3 - Estimativa do contributo total previsível de cada tecnologia baseada em fontes de energia renovável para alcançar a meta de 2020.....	28
Tabela 2.4 – Cumprimento das metas globais e sectoriais face ao objetivo de 2020.....	29
Tabela 3.1 – Projeções do aquecimento médio global da superfície e aumento do nível do mar para o final do século XXI de acordo com os diferentes cenários SRES.	32
Tabela 3.2 - Impactos nos recursos e na produção de energia causados por alterações nas variáveis climáticas.	33
Tabela 3.3 – Aumento global do nível médio do mar (m) para os cenários a curto (2020), médio (2050) e longo prazo (2080).....	40
Tabela 3.4 – Impacto das alterações climáticas na disponibilidade de água na Europa, em diferentes intervalos de tempo.	44
Tabela 3.5 – Vulnerabilidade do sector energético face aos impactos das alterações climáticas.	58
Tabela 4.1 - Disponibilidade do recurso renovável face a cenários de impacto de alterações climáticas.....	61
Tabela 4.2 – Potencial de produção energética de tecnologias renováveis face a cenários de impacto de alterações climáticas.	62
Tabela 4.3 – Parâmetros técnicos das tecnologias solar: eficiência (%).	66
Tabela 4.4 - Parâmetros técnicos das tecnologias eólica: potencial energético nacional sustentável (GW de capacidade a instalar).	66
Tabela 4.5 - Parâmetros técnicos das tecnologias solar e eólica: fatores de disponibilidade da tecnologia afetados pela eficiência da tecnologia.	67
Tabela 4.6 - Potenciais de recursos endógenos para a produção de eletricidade renovável. ...	68
Tabela 4.7 – Capacidade total imposta com investimentos decididos em construção/projetados (GW).	69
Tabela 4.8 - Impactos considerados no potencial de produção elétrica renovável em estudo, em Portugal.....	71
Tabela 5.1 – Evolução da capacidade instalada e da eletricidade produzida (%) no sistema energético português, para os cenários de referência.....	78
Tabela 5.2 - Evolução da capacidade instalada e da eletricidade produzida (%) no sistema energético português, para os cenários de alterações climáticas.	85

Tabela A.1 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.....	108
Tabela A.2 - Eletricidade produzida (PJ) para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.....	109
Tabela A.3 - Consumo de energia final (PJ) no sector dos edifícios (comercial e residencial), para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070...	110
Tabela A.4 - Consumo de energia final (PJ) no sector da indústria, para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.....	111
Tabela A.5 - Consumo de energia final (PJ) no sector dos transportes, para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.....	112
Tabela A.6 - Custo marginal de produção de eletricidade (M€) e eletricidade produzida (PJ) por tipo de tensão.....	113
Tabela A.7 - Custos de investimento no sector electroprodutor (M€ ₂₀₀₀).....	114
Tabela B.1 - Impacto de cenários de alterações climáticas na eletricidade produzida (PJ e %), face ao cenário Base e Base_GEE.....	122

ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

CCS	<i>Carbon capture and storage</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CQNUAC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DIF	<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ETSAP	<i>Energy Technology Systems Analysis Programme</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
ISP	Imposto Sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos
IVA	Imposto Sobre o Valor Acrescentado
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PIB	Produto Interno Bruto
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
PQ	Protocolo de Quioto
PR	Potência Renovável
PV	Solar Fotovoltaica
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNBC	Roteiro Nacional de Baixo Carbono
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SRES	<i>Special Report on Emissions Scenarios</i>
UE	União Europeia

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento do tema

As alterações climáticas são um dos grandes desafios do século XXI. Segundo o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), criado em 1988, as alterações climáticas dizem respeito a uma mudança no estado do clima que pode ser identificada por alterações na média e/ou na variabilidade das suas propriedades, e que persiste durante um longo período de tempo, tipicamente décadas ou mais. Pode resultar da atividade humana ou da variabilidade natural.

Nos últimos 150 anos, a temperatura média mundial aumentou cerca de 0,8°C, tendo atingindo 1°C na Europa. Caso não sejam tomadas medidas, a nível mundial, para limitar as emissões de gases com efeito de estufa (GEE), o IPCC prevê que a temperatura média global à superfície possa aumentar de 1,8°C a 4°C, até 2100, dependendo do cenário de emissões (AEA, 2011). Isto significa que o aumento verificado na temperatura desde a época pré-industrial seria superior a 2°C. No entanto, foi acordado na Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC), em Dezembro de 2009, que este aumento de temperatura não seria ultrapassado até 2050.

A conversão de energia fóssil e a sua utilização é o principal contribuinte para as alterações climáticas. Atualmente, mais de 70% das emissões de GEE são provenientes da queima de combustíveis fósseis para produção de eletricidade, nos sectores da indústria, edifícios e transportes.

Prevê-se que em 2050 a população mundial atinja nove biliões de habitantes, estando o crescimento económico concentrado nos países em desenvolvimento e com melhores condições de vida. Os serviços de energia são um *input* necessário para o desenvolvimento mundial (The World Bank, 2009).

A procura de energia no Mundo no início da segunda metade deste século poderá ser de 800 EJ e atingir 1 740 EJ em 2100, assumindo que o crescimento económico global continue

com o mesmo comportamento que nas últimas décadas. Em 2008 o consumo global de energia primária foi de 514 EJ, o que representa um aumento do consumo de 56% em 2050 e superior a três vezes mais em 2100 (Moriarty & Honnery, 2012). As formas de energia utilizadas até agora, energia fóssil, nuclear e renovável, não serão certamente utilizadas da mesma forma no futuro. A energia nuclear continua a gerar controvérsia devido aos elevados custos que acarreta a construção de uma central nuclear, assim como a segurança dos reatores e a eliminação de resíduos. A energia fóssil, nomeadamente as reservas de carvão, petróleo e gás deverão diminuir substancialmente a sua participação no sistema energético mundial. No entanto existe uma certa incerteza nesta afirmação, visto as fontes não convencionais, como o *shale gas* e o xisto betuminoso, poderem vir a representar uma parte significativa da produção energética mundial, no decorrer do século XXI.

Assim sendo, a contínua e crescente utilização de fontes de energia renovável é uma estratégia fundamental para satisfazer a necessidade energética no mundo e limitar o aumento das alterações climáticas. Prevê-se que em 2035, as fontes de energia renováveis representem um terço da produção total de eletricidade (WEO, 2012).

No entanto, diversos sectores da economia como a agricultura, silvicultura, pescas, turismo, saúde e energia dependem fortemente das condições climáticas, o que torna as suas atividades vulneráveis às alterações climáticas. Importa referir a diferença que existe entre vulnerabilidade e impacto, estando o conceito de vulnerabilidade associado a componentes que incluem a exposição a perturbações ou tensões externas, a sensibilidade à perturbação e a capacidade de adaptação. O impacto é visto como a transformação que ocorre causada por uma vulnerabilidade (Gallopín, 2006).

A avaliação das vulnerabilidades do sistema energético face às alterações climáticas, causadas por mudanças na temperatura, precipitação, velocidade do vento, frequência de eventos extremos, entre outras, permite realizar projeções dos riscos e dos impactos destas e identificar possíveis medidas de adaptação para reagir a estes impactos.

As alterações climáticas podem causar impactos na disponibilidade do recurso, e por conseguinte, nos potenciais técnicos das fontes de energias renováveis, afetando adversamente a viabilidade financeira dos sistemas atuais e futuros (Gareth P Harrison & Whittington, 2002). O impacto na capacidade de produção hidroelétrica e a eficiência na transmissão de energia são exemplos de impactos no sector energético, causados por alterações nas tendências climáticas, e que podem pôr em causa o acesso e a segurança energética. O potencial de energia renovável e as infraestruturas energéticas poderão ser afetadas de forma diferente pelas alterações climáticas, dependendo da sua localização e do tipo de recurso (Ebinger & Vergara, 2011).

No Sul da Europa e em particular na Península Ibérica, os sistemas energéticos podem apresentar impactos elevados decorrentes de cenários de alterações climáticas. O nível da vulnerabilidade dos sistemas energéticos e os impactos de cenários de alterações climáticas

constituem informação que suporta decisões de investimentos a realizar no futuro. Como tal, a análise de projeções de tendências climáticas e os seus impactos na procura e prestação de serviços de energia são uma ferramenta importante para avaliar a reação do sistema energético.

1.2. Objetivos e âmbito

O principal objetivo da presente dissertação é avaliar o impacto expectável no sistema energético português, resultante de cenários de alterações na tendência média das variáveis climáticas. Assim, o estudo procura responder a duas questões:

- I. Qual o impacto de cenários de alterações climáticas no aproveitamento de recursos energéticos renováveis em Portugal?
- II. Qual o impacto de cenários de alterações climáticas no sistema energético português?

A resposta à primeira questão é baseada numa revisão bibliográfica. Os resultados principais de diferentes estudos são comparados permitindo obter uma visão geral dos impactos que deverão ocorrer em Portugal.

Os recursos energéticos renováveis em estudo são o recurso hídrico, eólico e solar, por se considerar que um dos objetivos estratégicos de Portugal para a diminuição da dependência energética exterior e mitigação da produção de GEE passa, essencialmente, pela aposta nestes três recursos. É de salientar que no presente estudo considera-se a energia hídrica como fonte de energia renovável porque do ponto de vista da produção, a energia potencial da água não é consumida, permitindo utilizá-la várias vezes. No entanto, como o património natural não é um recurso renovável, existem autores que consideram a Grande-hídrica uma energia não renovável.

Os impactos mais graves para o sistema energético são os derivados de eventos extremos, como velocidades extremas de vento, secas e inundações. Estes casos são abordados superficialmente, não sendo do âmbito da presente dissertação, focando-se apenas em alterações médias. Para além disso, os recursos energéticos renováveis são estudados do ponto de vista dos impactos de cenários de alterações climáticas no recurso e não da perspectiva de adaptação.

A resposta à segunda questão pressupõe a análise de cenários energéticos para Portugal, permitindo observar as diferenças que ocorrem entre cenários com alterações climáticas face a cenários sem alterações climáticas. Esta análise permite avaliar a reação do sistema energético face a estas mudanças e a forma como estas mudanças causam impactos na escolha de tecnologias para produção de eletricidade e na procura de serviços de energia.

Desta forma, e para responder às questões, o estudo incide em três partes: i) avalia os impactos das alterações climáticas nos recursos energéticos endógenos - água, vento e sol; ii) avalia o impacto das alterações climáticas nas tecnologias energéticas renováveis - produção

hidroelétrica, eólica e solar e iii) avalia o comportamento do sistema energético português - capacidade instalada, eletricidade produzida, consumo de energia final e custos.

As projeções e cenários futuros vão desde a atualidade até final do século XXI. Como tal, existe a necessidade de compreender o funcionamento do sistema energético e a contribuição das energias renováveis neste, assim como a disponibilidade dos recursos e tecnologias renováveis atualmente.

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação é constituída por seis capítulos.

Capítulo 1: Estabelece o enquadramento do tema, assim como os objetivos que se pretendem alcançar e a forma como o trabalho se encontra estruturado.

Capítulo 2: São apresentados os recursos energéticos renováveis em estudo, assim como a evolução e expectativas ao longo do tempo e a disponibilidade no mundo. É analisada a participação dos recursos energéticos renováveis no sistema energético português e feito um enquadramento da política europeia e nacional de promoção dos recursos.

Capítulo 3: São descritos os impactos das alterações climáticas nos recursos energéticos renováveis, considerando diferentes cenários. O comportamento das variáveis climáticas é analisado para posteriormente se compreender as alterações na disponibilidade do recurso e no potencial de produção de eletricidade, causado este último por alterações nas tecnologias renováveis.

Capítulo 4: Descreve o processo seguido para a realização do trabalho, nomeadamente a sistematização dos dados recolhidos através da literatura analisada e a ferramenta utilizada para estudar o impacto de cenários de alterações climáticas no sistema energético português.

Capítulo 5: Discussão e apresentação dos resultados obtidos a partir da análise de cenários de alterações climáticas no sistema energético português.

Capítulo 6: São apresentadas as principais conclusões obtidas, as limitações decorrentes da elaboração deste e propostos desenvolvimentos futuros.

2. RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVÁVEIS

As primeiras fontes energéticas a serem utilizadas pelo Homem foram o vento, a água e a biomassa para produção de calor e de força motriz. Mais tarde surgiram novas fontes - o carvão, o petróleo, o gás e o nuclear – que vieram substituir as fontes tradicionais, em particular nos países industrializados. Com o choque petrolífero da década de 70, ocorre o ressurgimento das energias renováveis. Estas aparecem aliadas à necessidade de assegurar a diversidade e a segurança no fornecimento de energia e à crescente preocupação em proteger o ambiente.

O bem-estar das populações e o crescimento da economia dependem de uma energia segura, sustentável e a preço aceitável. No entanto, as emissões relacionadas com a energia representam quase 80% das emissões totais de GEE na União Europeia (UE). Serão necessários dezenas de anos para orientar os sistemas energéticos sob uma via mais segura e sustentável, como são exemplo as energias renováveis (CE, 2010). As energias renováveis referem diversas tecnologias que fornecem serviços de energia na forma de eletricidade, mobilidade, aquecimento e arrefecimento, de forma sustentável (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 – Tipos de energia renovável.

	Eletricidade	Aquecimento e refrigeração	Transporte
Eólica	Em terra (<i>onshore</i>) Em mar (<i>offshore</i>)	-	-
Hídrica	Mini-hídrica (<10MW) Grande-hídrica (>10MW)	-	-
Solar	Solar Fotovoltaica (PV) Solar termoelétrica de concentração (CSP)	Solar térmico	-
Oceânica	Ondas Marés	-	-
Geotérmica	Convencional Sistemas geotérmicos avançados	Uso direto Bombas de calor geotérmicas	-
Bioenergia	Biomassa Biogás	Biomassa Biogás	Bioetanol Biodiesel Biogás

Todos os tipos de energias renováveis são considerado como interdependentes numa perspetiva de diversificação do abastecimento energético, de mitigação das alterações climáticas e de desenvolvimento sustentável.

As fontes de energias renováveis têm aumentado a sua participação no sector energético mundial. Em 2010 forneceram 16,7% do consumo final global de energia. As tecnologias de energia renovável biomassa, solar, geotérmica, eólica tiveram uma participação de 8,2%, uma percentagem que aumentou durante os últimos anos, enquanto a percentagem da biomassa tradicional diminuiu ligeiramente para cerca de 8,5% (Figura 2.1).

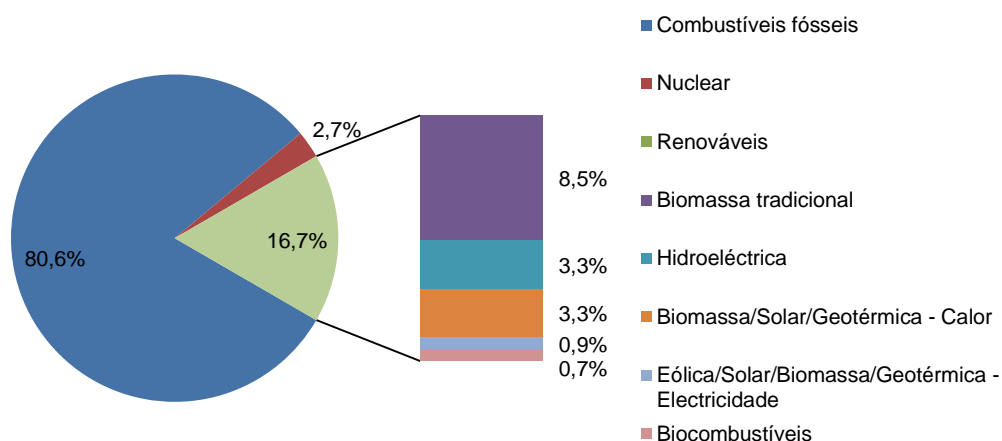


Figura 2.1 – Contribuição das formas de energia renovável no consumo mundial de energia final, em 2010 (adaptado de REN21, 2012).

No decorrer de 2011, as tecnologias renováveis continuaram a crescer fortemente para todos os fins (eletricidade, aquecimento, refrigeração e transportes) produzindo 20,3% de eletricidade global até ao final de 2011 (REN21, 2012).

No setor da eletricidade, as energias renováveis contribuíram para aproximadamente metade dos 208 GW de nova capacidade elétrica instalada em 2011. A energia eólica e solar fotovoltaica contaram com cerca de 40% e 30% de capacidade instalada em 2011, respetivamente, seguindo-se hidroelétrica, com 25%. No final de 2011, a capacidade instalada no Mundo em energias renováveis ultrapassava os 1 360 GW, mais 8% que em 2010 (REN21, 2012).

As renováveis constituíram mais de 25% da capacidade de produção de energia até ao final de 2011. A energia solar fotovoltaica (PV) foi a fonte renovável que aumentou mais desde o final de 2006 até 2011, com a capacidade de operação a crescer a uma média anual de 58%, seguida da energia solar termoelétrica de concentração (CSP), que cresceu aproximadamente

37% no mesmo período, e da energia eólica, com 26%. A energia hídrica e geotérmica têm aumentado globalmente, em média, 2-3% por ano (REN21, 2012).

2.1. Energia Hidroelétrica

A energia hidroelétrica é produzida a partir do movimento de água no ciclo hidrológico, que é conduzido pela radiação solar. Cerca de 50% de toda a radiação solar que chega à superfície da Terra é utilizada para evaporar a água e conduzir o ciclo hidrológico. A água evaporada move-se para a atmosfera aumentando o teor de vapor de água contido no ar, que posteriormente irá sofrer condensação atingindo a Terra na forma de precipitação (78% cai sobre os oceanos e 22% na terra). Isto cria um transporte de água dos oceanos para a superfície terrestre e um fluxo de água de volta para os oceanos, sob a forma de rios e de escoamento de águas subterrâneas. É o fluxo da água dos rios que é usado para produzir energia hidroelétrica (IPCC, 2011).

Na produção de eletricidade a partir de centrais hidroelétricas, beneficia-se da existência de um desnível geométrico no leito de um rio para converter a energia potencial associada em energia cinética ligada com o caudal do rio. Posteriormente faz-se passar a água em movimento através de uma turbina hidráulica, transformando a energia cinética em energia mecânica. Esta energia mecânica é convertida em energia elétrica através de um gerador elétrico (Castro, 2011). Quando as condições geográficas permitem são construídas albufeiras que permitem regularizar o caudal afluente e armazenar água. As centrais que não possuem albufeira designam-se por centrais a fio de água, não possuem capacidade de regularização e o caudal utilizado é o caudal instantâneo do rio.

A construção de albufeiras implica áreas de elevadas dimensões o que por conseguinte provoca uma perturbação no ecossistema. É por esta razão que as centrais hidroelétricas de grandes dimensões são alvo de controvérsia no que diz respeito à sua designação em tecnologia renovável. Por sua vez, as mini-hídricas ou centrais de baixa potência (inferior a 10 MW) são consideradas energias renováveis. A energia elétrica obtida desta forma pode atingir o rendimento de 90%.

2.1.1. Evolução e expectativas

A produção de energia hidroelétrica tem aumentado ao longo dos anos, sendo atualmente a maior fonte mundial de energia renovável. A China é o maior produtor de energia hidroelétrica, seguida do Brasil, Canadá, Estados Unidos e Rússia. Os projetos de maiores dimensões localizam-se em Itaipu, no Brasil (14 GW) e em Three Gorges, na China (22,4 GW) (IEA, 2012).

Em 2008, as centrais hidroelétricas produziram 3 288 TWh de energia elétrica a nível mundial, correspondendo a 16% da produção mundial de eletricidade (20 181 TWh) no mesmo ano. A produção hidroelétrica nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento

Económico (OCDE) atingiu 1 381 TWh, representando 13% da produção bruta de eletricidade. Os países fora da OCDE produziram 1 906 TWh, o que corresponde a 20% da produção bruta de eletricidade (BP, 2012).

Em 2009, a capacidade total instalada em energia hidroelétrica foi de 926 GW, produzindo um total de 3 555 TWh/ano. A capacidade instalada na América do Norte, América Latina e Europa são equivalentes, variando entre 153-179 GW. O continente Africano e a Austrália apresentavam capacidades instaladas baixas em 2009, devido à dimensão, clima e topografia (IPCC, 2011). A Figura 2.2 apresenta a produção de energia hidroelétrica, por região, entre 1965 e 2011.

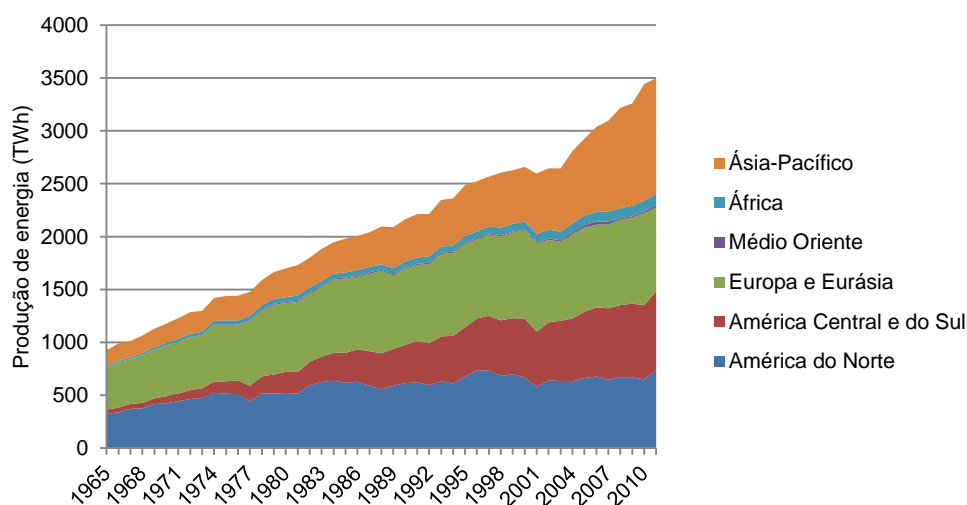


Figura 2.2 - Produção de energia hidroelétrica (TWh) por região, entre 1965 e 2011 (adaptado de BP, 2012).

A região da Ásia-Pacífico, além de ser a região que produz mais energia atualmente (1 096,5 TWh em 2011), tem sido a região que mais tem aumentado a produção ao longo das últimas décadas. A Europa é o segundo maior produtor (791,6 TWh em 2011) com a Noruega a destacar-se dos restantes países (122,1 TWh). A China apresenta-se como o maior produtor (694 TWh em 2011). A produção hidroelétrica mundial teve em 2011 um crescimento abaixo da média, em relação a 2010 (1,6%). O forte crescimento na América do Norte (13,9%) foi compensado pelo declínio na Europa, Eurásia e Ásia-Pacífico, que ocorreu devido à seca (BP, 2012).

A construção de centrais hidroelétricas nos países pertencentes à OCDE têm normalmente custos inferiores a 2,5 M€/MW para as grandes hídricas (>300 MW) e entre 2,5-5 M€/MW para as centrais de pequena e média escala (<300 MW). Existem parâmetros que afetam os custos, tais como: a escala do projeto, a localização do projeto, a existência e o tamanho do reservatório, o controle de inundações, entre outros (IEA, 2010a).

As centrais hidroelétricas não têm um tempo de vida definido, na medida em que facilmente podem ser remodeladas e atualizadas para continuarem a produzir eletricidade. No entanto,

considera-se que o tempo de vida possa variar entre 50 e 80 anos (IEA, 2012). A capacidade de centrais hidroelétricas existentes pode ser aumentada de 5 a 20% através de projetos de remodelação, tornando-se mais fácil do ponto de vista técnico-social, mais rápido e mais rentável do que a construção de uma nova central (IEA, 2010a).

Segundo o relatório *Energy Technology Perspectives 2010*, realizado pela *International Energy Agency* (IEA), as centrais hidroelétricas podem produzir até 6 000 TWh em 2050, correspondendo ao dobro do que é produzido atualmente (*Blue Scenarios*¹). Sob este cenário, a energia hidroelétrica irá aumentar a sua participação mundial de 16,3% em 2008 para 17,3% em 2030, mas em 2050 deverá sofrer uma redução de 14,1%. À escala global, a energia hidroelétrica vai continuar a ser uma importante fonte de energia renovável (IEA, 2010a).

A energia hidroelétrica tem apresentado barreiras ao seu desenvolvimento na medida em que existem aspetos como as questões de segurança energética e as alterações climáticas que têm que ser analisadas. Para além disso, deverá haver uma preocupação em: proteger a vida e os bens dos cidadãos de secas e inundações; garantir os direitos dos cidadãos relativamente a casos de expropriação da terra que venha a ser inundada; proteger o ambiente e a biodiversidade (IEA, 2010a).

A capacidade de armazenamento de energia hidroelétrica e as características de resposta rápida são especialmente valiosos para satisfazer as variações na procura de energia elétrica e para adequar o fornecimento de energia através de fontes renováveis menos flexíveis, como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica. No entanto, os efeitos sociais e ambientais destes projetos devem ser avaliados de forma a compreender os benefícios e impactos respetivos.

2.1.2. Disponibilidade do recurso e tecnologia

A produção de energia hidroelétrica desempenha um papel importante em áreas montanhosas e vales com colinas e caudais significativos. A maioria da precipitação cai nas áreas montanhosas, onde as diferenças de elevação são maiores, logo as regiões com maior potencial de desenvolvimento de energia hidroelétrica são as regiões montanhosas, ou os rios, provenientes destas regiões.

O escoamento mundial anual foi estimado em 47 000 km³, dos quais 28 000 km³ correspondem a escoamento superficial, dando origem a um potencial teórico para a produção de energia hidroelétrica de 41 784 TWh/ano (147 EJ/ano) (IPCC, 2011). O relatório *World Atlas & Industry Guide*, publicado em 2010, indica que o potencial teórico no mundo é de 39 894 TWh/ano (144 EJ/ano).

¹ Os *Blue Scenarios* são cenários ambiciosos que pretendem uma redução de 50% das emissões de CO₂ em 2050 face aos níveis obtidos em 2005. Isto implica maiores custos de investimento, mas também maiores necessidades de evolução tecnológica e política (IEA, 2008a).

A Figura 2.3 mostra os valores percentuais de evaporação e escoamento para cada um dos continentes, assim como a quantidade de água doce disponível. Observa-se que a Europa, África e Oceânia são os continentes que menos escoamento produzem. No caso da Europa, que investe bastante na produção hidroelétrica, este facto pode inviabilizar a produção de eletricidade ou implicar maiores investimentos face a outros continentes.

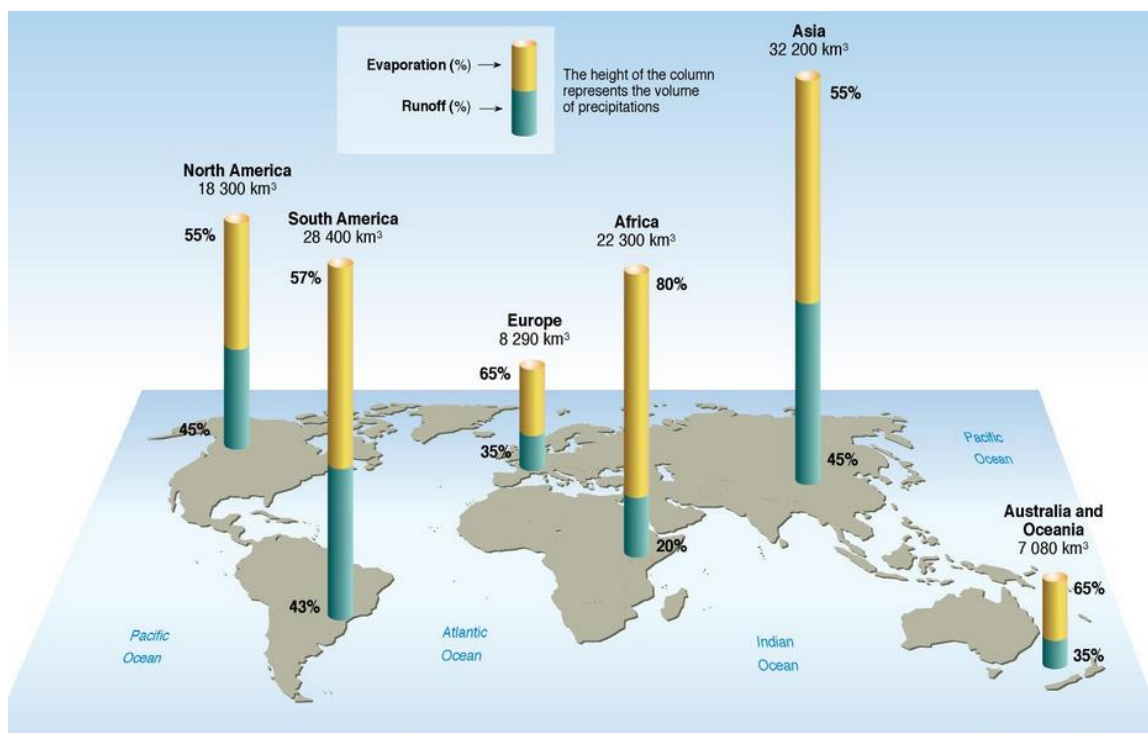


Figura 2.3 – Precipitação e escoamento (%) e disponibilidade de água doce (km³) (UNEP, 2008).

Na Figura 2.4, que corresponde ao potencial bruto de produção hidroelétrica na Europa, é possível observar as diferenças que existem no potencial de produção entre países. O potencial hidroelétrico na Europa pode atingir produções de 2 300 TWh/ano. No entanto, na Europa Central e em Portugal, o potencial hidroelétrico varia entre 0-50 TWh/ano, valor bastante inferior ao potencial dos países nórdicos.

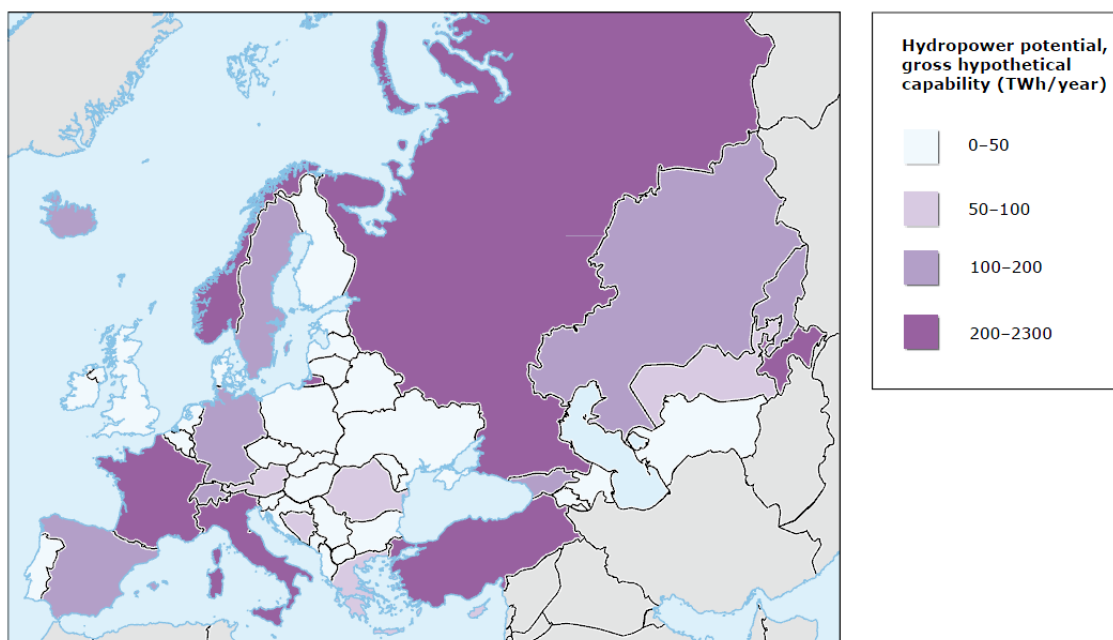


Figura 2.4 - Potencial hidroelétrico (TWh/ano) na Europa (EEA, 2007).

Atualmente, apenas cerca de metade do potencial tecnicamente viável para a energia hídrica na Europa tem sido desenvolvido. O potencial adicional na Europa pode ser de 276 TWh/ano nos estados membros da UE e superior a 200 TWh/ano, na Turquia. Prevê-se uma capacidade hidroelétrica na Europa de 310 GW em 2050, com a produção a atingir 915 TWh (IEA, 2012), ou seja, mais 124 TWh que em 2011.

O *International Journal of Hydropower and Dams* (IJHD) estimou que o potencial técnico total mundial de energia hidroelétrica deverá ser 14 576 TWh/ano (52,47 EJ/ano), em 2050, correspondendo a uma estimativa derivada da capacidade instalada de 3 721 GW em 2009 (IPCC, 2011). Krewitt *et al.* (2009) apresentam valores muito semelhantes aos apresentados no IJHD, estimando para 2050 um potencial técnico hidroelétrico de 50 EJ/ano (17 060 TWh/ano).

2.2. Energia Eólica

A energia eólica depende indiretamente da energia do sol. Uma pequena porção da radiação solar recebida pela Terra é transformada em energia cinética. Esta energia cinética está associada ao ar em movimento e é convertida em energia útil para dar origem à energia eólica. A conversão da energia eólica em energia elétrica é efetuada por geradores ou turbinas eólicas e a energia mecânica é obtida através de um rotor, constituído por pás que rodam devido à ação do vento incidente, e transmitida a um gerador elétrico. Nos terminais do gerador elétrico é recolhida a energia elétrica (Castro, 2011).

A energia eólica tem vindo a ser usada há milhares de anos. Inicialmente em embarcações à vela (3000 a.C.) e moinhos de vento para moagem de cereais e para bombagem de água (século X). As primeiras experiências de sucesso com o uso do vento para produção de

eletricidade foram realizadas por James Blyth em 1887. O uso da energia eólica em áreas rurais e, experimentalmente, em aplicações de larga escala, continuou ao longo dos meados de 1900. No entanto, o uso do vento para produção de eletricidade à escala comercial tornou-se viável na década de 1970, inicialmente na Dinamarca numa escala relativamente pequena, e de seguida, numa escala maior, na Califórnia (1980), Dinamarca, Alemanha e Espanha (1990).

As centrais eólicas localizadas em terra são designadas por *onshore* e as localizadas na água, por *offshore*. Atualmente a capacidade das turbinas situa-se na gama dos 2 a 3 MW, com um diâmetro das pás do rotor da ordem dos 80 metros e uma altura que ronda os 105 m. No caso da eólica *offshore*, a capacidade atinge os 5 MW, o diâmetro de rotor é de 125 m e a altura de rotor é de 135 m (Tabela 2.2) (Castro, 2011).

Tabela 2.2 - Diâmetro, altura do rotor e potência nominal da turbina elétrica (IEA, 2009; Castro, 2011).

Potência (kW)	50	100	500	800	2000	5000 (offshore)
Diâmetro (m)	15	20	40	50	80	125
Altura rotor (m)	25	45	55	80	105	135
Ano instalação	1980	1985	1990	1995	2000	2007

O aumento da potência unitária das turbinas é vantajoso do ponto de vista económico e ambiental. Isto é, para um determinado local, quanto maior for a potência unitária, mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infraestruturas elétricas e de construção civil. A redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual.

A potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento, ou seja, quando esta duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área varrida pelas pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se 12,5%. A densidade do ar, e consequentemente a potência disponível no vento, diminuem com o aumento da temperatura. A turbina ideal só extrai, no máximo, 59,3% da potência disponível no vento para ser convertida. Na prática, este limite não é atingido devido a imperfeições mecânicas. As turbinas eólicas mais recentes conseguem converter, no máximo, 48% a 50% da potência disponível, o que representa mais de 80% do máximo teórico (Castro, 2011; Pryor & Barthelmie, 2010).

A velocidade do vento ideal para que se produza eletricidade situa-se na gama 13 a 16 m/s. Devido à lei da variação cúbica da potência com a velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor (cerca de 4-5 m/s), não interessa extrair, pelo que o aerogerador não está ligado à rede. Quando a velocidade do vento se torna muito elevada (superior a 25-30 m/s), o aerogerador é desligado por razões de segurança (Castro, 2011; Pryor & Barthelmie, 2010).

2.2.1. Evolução e expectativas

A capacidade de produção de energia eólica tem tido um crescimento de 20 a 30% por ano, tendo ultrapassado os 90 GW em 2007, o que corresponde a 50 vezes a capacidade instalada existente em 1990 (IEA, 2008b).

Nos últimos anos, tem-se registado uma evolução significativa da potência eólica instalada a nível mundial, como se verifica na Figura 2.5. A energia eólica teve um crescimento drástico desde o início do século XXI. Em 17 anos foram instalados a nível mundial mais de 200 GW de potência eólica, sendo a maioria na Europa. A capacidade instalada global no final de 2011 era de cerca de 238 GW, contra 18 GW no final do ano de 2000. Segundo os dados mais recentes relativos a 2011, a Europa continua a liderar o mercado com uma potência instalada superior a 96 GW, representando 40% do total mundial, enquanto a Ásia e os EUA representam 36% e 22%, respetivamente (BP, 2012; IEA, 2013a).

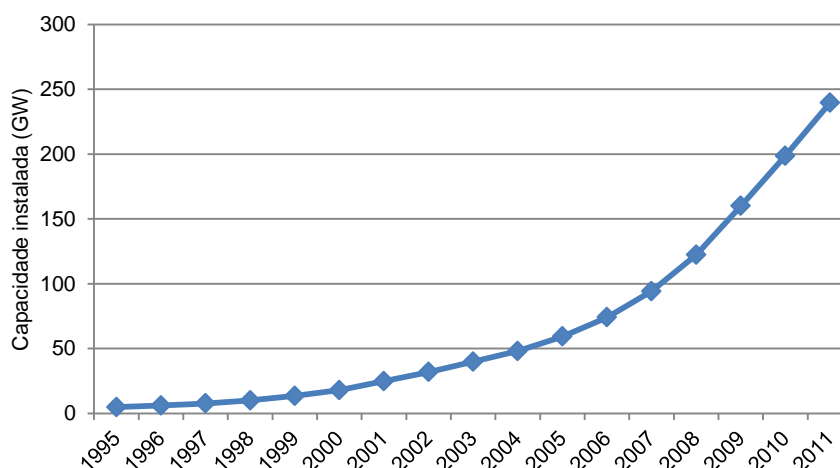


Figura 2.5 - Evolução da capacidade instalada de energia eólica (GW) no mundo, desde 1995 até 2011 (adaptado de BP, 2012).

O crescimento de produção eólica passou da Europa e América do Norte para a Ásia, que emergiu como líder global, nos últimos dois anos. No topo da lista dos 10 países com mais potência eólica instalada a nível mundial no final de 2011 encontra-se a China com 62 GW, os EUA com 47 GW e a Alemanha com 29 GW. Portugal apresentou um total de 4,2 GW instalados em 2011 (BP, 2012).

A capacidade de produção de energia eólica cresceu 20,5% em 2011. A tendência da taxa de crescimento da capacidade ao longo dos últimos 10 anos é de pouco mais de 25% ao ano, o que implica uma duplicação da capacidade a cada três anos. A energia eólica produz atualmente 437 TWh de eletricidade, cerca de 2% da produção total de eletricidade (BP, 2012). A produção de energia a partir de turbinas eólicas em Portugal e Espanha diminuiu em 2011, apesar do crescimento contínuo da capacidade, devido à diminuição da velocidade média do vento.

A região da Ásia-Pacífico tem apresentado o maior crescimento nos últimos cinco anos, com especial contribuição da Índia e China (Figura 2.6). A Europa é o maior produtor (182 TWh em 2011) com a Alemanha e Espanha a destacarem-se dos restantes países, 46,5 e 42,4 TWh em 2011, respetivamente. Os EUA apresentam-se como o país que mais produziu energia de fonte eólica, em 2011 tendo produzido 121 TWh em 2011 (BP, 2012).

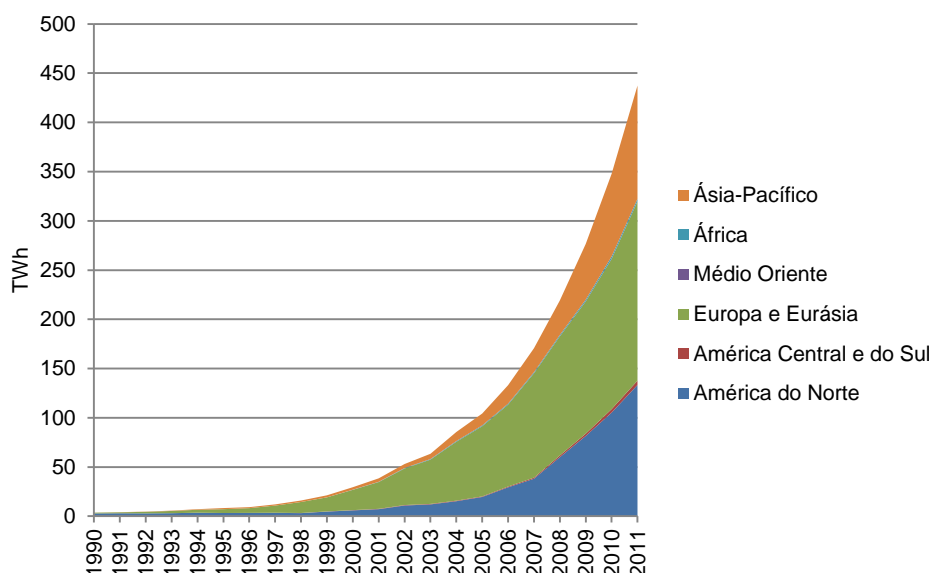


Figura 2.6 - Produção de energia eólica (TWh) por região, de 1990 a 2011 (adaptado BP, 2012).

O crescimento futuro da produção também depende de avanços tecnológicos na energia eólica *offshore*. O primeiro parque eólico *offshore* foi instalado em 1991, no mar Báltico, na Dinamarca, a cerca de 2 km da costa, sendo constituído por 11 turbinas de 450 kW.

Até 2009 estavam em operação cerca de 2 GW de geradores eólicos *offshore*, estando mais cerca de 3,5 GW em construção (BP, 2012). A disponibilidade deste tipo de parques ronda os 80% e pode produzir mais 50% de eletricidade que as instalações *onshore*, devido à existência de velocidades de vento maiores e mais estáveis. Este segmento do mercado de energia eólica é liderado atualmente pelo Reino Unido, onde a capacidade de energia eólica *offshore* atingiu 2,1 GW em 2011.

Os equipamentos associados à tecnologia dos sistemas de conversão de energia eólica apresentam taxas de disponibilidade superiores a 95% e uma vida útil estimada entre 20 e 25 anos (IEA, 2008b).

O custo de investimento num projeto eólico *onshore* é bastante diferente de um projeto *offshore*. Em 2008, o custo de investimento num projeto eólico *onshore* na Europa pode variar entre 980-1 900 €/kW, enquanto o investimento em *offshore* varia entre 2 100-3 200 €/kW. A expectativa para o ano 2030 é que os custos de investimento estabilizem em torno dos 788 €/kW para *onshore* e 1 206 €/kW para *offshore*. No ano 2030, o *offshore* deverá representar aproximadamente 70% do investimento total do sector (Seixas *et al.*, 2010).

Segundo o *Energy Technology Perspectives 2008* prevê-se que 12% da eletricidade global em 2050 seja proveniente de energia eólica (*Blue Scenarios*). A capacidade instalada acumulada a nível mundial deverá situar-se entre os 1 000 GW no ano 2030 e os 1 350-2 000 GW no ano 2050 (IEA, 2008b).

A *European Wind Energy Association* afirma que a nível Europeu, a capacidade instalada irá evoluir de 83 GW em 2010 para 400 GW em 2030. Em 2050, a energia eólica deverá ter 600 GW instalados, estando o sector eólico *offshore* em destaque, visto ter a capacidade instalada de 350 GW face aos 250 GW instalados em eólica *onshore*.

Ambas as formas de tecnologia eólica apresentam barreiras ao desenvolvimento, podendo-se referir o processo de licenciamento, os elevados custos de investimento, a dificuldade de financiamento dos projetos no contexto económico atual, a falta de recursos humanos especializados (especialmente no *offshore*), os conflitos de usos e a ausência de infra-estruturas destinadas para demonstração de desenvolvimento tecnológico a escala adequada (Seixas et al., 2010).

2.2.2. Disponibilidade do recurso e tecnologia

A origem do vento deve-se às diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, causadas pelo facto da radiação solar recebida na Terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. Os ventos mais fortes e constantes ocorrem nas bandas que se localizam a cerca de 10 km da superfície terrestre, no entanto, os conversores eólicos não podem ser colocados nessas zonas, tornando a zona de interesse limitada a umas dezenas de metros. Consequentemente, a estas alturas existe uma diminuição da velocidade do vento causada pela fricção na superfície (Castro, 2011).

O potencial teórico mundial para a produção de energia eólica é de 6 000 EJ/ano (IPCC, 2011). O IPCC (2007a) indica que o potencial técnico de energia eólica *onshore* no mundo é de 600 EJ/ano. No entanto a sua estimativa, obtida através do método de derivação da energia primária, aponta para um potencial técnico de energia eólica *onshore* de 180 EJ/ano (50 000 TWh/ano).

Não foi desenvolvido nenhum padrão para estimar o potencial técnico global da energia eólica, o que faz com que a diversidade de dados, métodos, hipóteses e até mesmo definições para o potencial técnico, torne complicado realizar comparações. Os estudos referidos no (IPCC, 2011) mostram uma ampla gama de estimativas para o potencial técnico, a variar entre 70 EJ/ano (19 400 TWh/ano, apenas *onshore*) e 450 EJ/ano (125 000 TWh/ano, *onshore* e perto da costa).

Uma produção média de energia eólica requer uma velocidade de cerca de 7 m/s e uma altura do rotor de 80 m (IEA, 2008b). A Figura 2.7 apresenta o mapa mundo do recurso eólico *onshore* e *offshore* com dados de produção e capacidade instalada para os países líderes, em

2007. A importância de um regime de ventos de elevada qualidade é ilustrada pelo fato de que os EUA produziram mais energia eólica em 2007 do que em qualquer outro país (48 GW), no entanto não são o país com maior capacidade instalada. Este facto ocorre porque os EUA têm um potencial de recurso eólico superior comparativamente, por exemplo, à Alemanha.

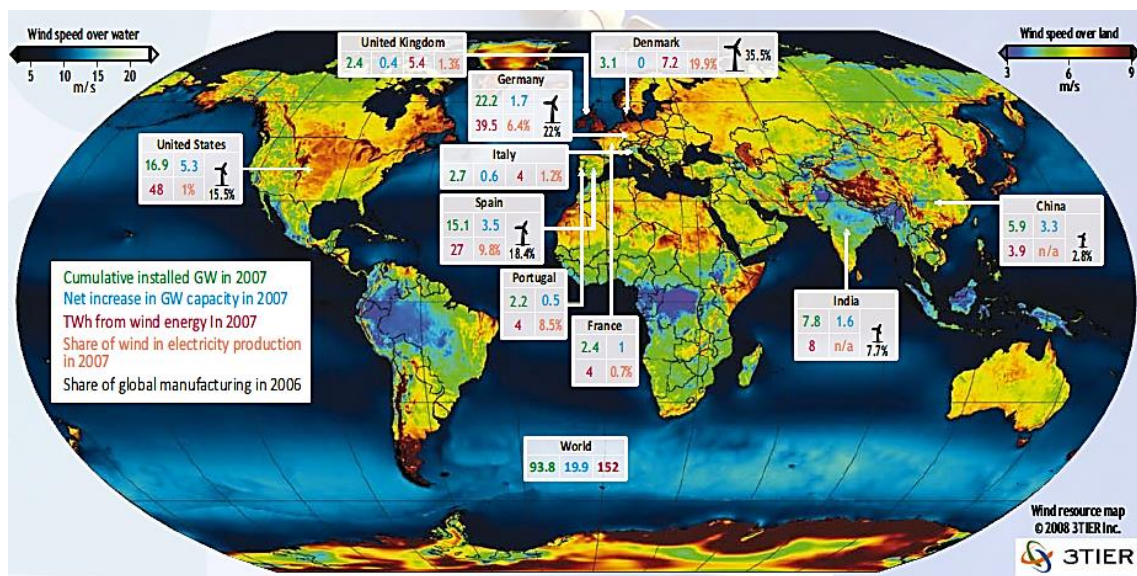


Figura 2.7 - Mapa do recurso eólico *onshore* e *offshore* com capacidade instalada e eletricidade produzida para os países líderes (3TIER, 2011; IEA, 2009a).

Portugal é um dos países líderes na produção de energia eólica, registando em 2007, como a Figura 2.7 mostra, uma capacidade total instalada de 2,2 GW e uma eletricidade produzida de 4 TWh. Em relação à velocidade do vento, Portugal regista uma média de 6 m/s em eólica *onshore* e 10 m/s em *offshore*.

De forma a analisar as áreas com potencial de recurso eólico para produção de energia elétrica na Europa, foi criado em 1989 o “Atlas Europeu do Vento”. Este permite observar a distribuição do recurso eólico na Europa ocidental, relativamente à velocidade média anual (m/s) e à densidade de potência (W/m^2) média anual, à altura de 50 m, para cinco condições topográficas diferentes (terreno abrigado; planície; costa; mar aberto; terreno montanhoso).

Em relação ao recurso eólico *onshore*, as regiões mais ventosas encontram-se localizadas no norte do Reino Unido, nas costas norte/oeste, vento mistral no sul de França e ventos sazonais nas ilhas gregas. Pelo contrário, o norte de Itália e o sul de França não são regiões favorecidas no que diz respeito ao recurso eólico. No caso particular de Portugal continental ao terreno abrigado correspondem velocidades entre 3,5-4,5 m/s e densidades entre 50-100 W/m^2 , e ao terreno montanhoso velocidades a variar entre 7,0-8,5 m/s e densidades entre 400-700 W/m^2 .

Relativamente ao recurso eólico *offshore*, as velocidades médias anuais podem atingir valores superiores a 10 m/s, a 100 metros de altura, em torno das ilhas Britânicas. Em Portugal, o recurso apresenta velocidades médias anuais, na ordem dos 8 m/s, a 100 m de altura e densidades de cerca de 500 W/m^2 .

Em 2050, o potencial técnico de energia elétrica nos países europeus pertencentes à OCDE, deverá ser cerca de 18,5 EJ/ano (de 379,0 EJ/ano mundial) correspondente à eólica onshore e 12,8 EJ/ano (de 57 EJ/ano mundial) à eólica offshore (Krewitt et al., 2009). O potencial técnico de energia eólica onshore na Europa OCDE corresponde a 5% do potencial técnico mundial. Em relação ao offshore, as maiores oportunidades a nível mundial existem na Europa OCDE, com cerca de 22% do potencial mundial.

2.3. Energia solar

A energia solar é uma fonte de energia abundante. Em apenas uma hora, a energia solar intercetada pela Terra excede o consumo mundial de energia para o ano inteiro. As primeiras civilizações utilizaram esta fonte de energia para sobreviver. Descobriram que os edifícios com aberturas de frente para o sol estavam mais quentes e iluminadas, mesmo num clima frio. No final de 1800, foram inventados os painéis solares para aquecimento de água e outros fluidos, e colocados em utilização para aquecimento de águas domésticas e aplicações industriais. Mais tarde, utilizaram-se espelhos para aumentar a temperatura do fluido disponível, para que a máquina térmica conduzida pelo sol pudesse desenvolver uma força motriz e daí produzisse a energia elétrica. A conversão de energia associada à radiação solar é assim realizada para obtenção de energia térmica ou energia elétrica (IPCC, 2011). Apenas o segundo caso é do âmbito da presente dissertação.

Para obter energia elétrica é possível recorrer a dois tipos de tecnologia: solar fotovoltaica e solar termoeletrica de concentração. A descoberta da célula fotovoltaica, mecanismo que permite converter a luz solar diretamente em eletricidade, sem recorrer a uma máquina térmica, foi descoberta ainda no século XIX. Estas são interligadas de modo a formar um módulo fotovoltaico, com potências a variar entre 50 a 200 W. Os painéis fotovoltaicos podem produzir eletricidade a partir de duas tecnologias diferentes: película fina e silício cristalino. Para além destas existem ainda outras tecnologias emergentes como a fotovoltaica de concentração e a nano tecnologia. As eficiências variam consoante o tipo de tecnologia. Atualmente os valores de eficiência de conversão atingem os 15% (Castro, 2011; IEA, 2010b).

O funcionamento das centrais solares termoeletricas de concentração é genericamente igual ao das centrais térmicas convencionais, com a diferença na produção de vapor: a radiação solar é focada, com o auxílio de superfícies espelhadas equipadas com sistemas de seguimento da posição solar, sobre um recetor, de modo a obter calor de alta temperatura, suscetível de produzir vapor. Existem poucas centrais deste tipo em funcionamento, devido ao custo elevado que acarretam. Atualmente existem quatro tipos de tecnologias CSP que se diferenciam pelo tipo de foco e pelo tipo de recetor dos raios solares: Cilindro Parabólico; Torre Solar; *Fresnel* Linear e Disco Parabólico/*Stirling*. Estes diferentes tipos de tecnologias podem ter aplicações ao nível do armazenamento de calor, sistemas híbridos, combustíveis solares, assim como o vapor processual e a dessalinização. A eficiência varia consoante o tipo de

tecnologia, podendo ir desde os 8% no caso do *Fresnel* Linear até aos 35% nas torres solares (Castro, 2011; IEA, 2009b).

2.3.1. Evolução e expectativas

A potência solar instalada é inferior à potência instalada em energia hidroelétrica e eólica, embora se verifique uma evolução positiva, em especial a partir de 2007 (Figura 2.8). A capacidade de produção de energia solar cresceu 73,3% em 2011, tendo sido o crescimento mais rápido verificado desde 1996. Foram instalados, até 2011, 69,4 GW de potência solar, sendo a maioria na Europa.

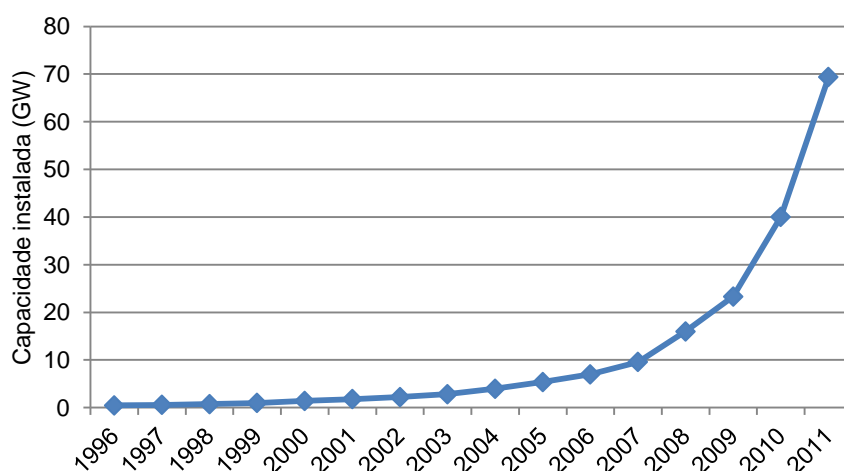


Figura 2.8 - Evolução da capacidade instalada de energia solar (GW) no mundo, desde 1996 (adaptado de BP, 2012).

O crescimento da capacidade de produção de energia solar mundial em 2011 foi dominado por dois países: Itália (9,3 GW instalados) e Alemanha (7,5 GW instalados). Estes dois países juntos corresponderam a 57,1% do crescimento da capacidade de produção de energia solar global em 2011. A Alemanha continua a ser o país líder na capacidade instalada acumulada (24,8 GW), seguida da Itália (12,8 GW) e do Japão (4,9 GW). A China tem sido o fabricante líder de energia solar fotovoltaica e começou a desenvolver o seu mercado interno solar, adicionando 2,2 GW em 2011. Portugal tem 0,14 GW instalados até ao momento (BP, 2012; IEA, 2013b).

No que diz respeito à energia solar produzida (TWh) desde 1990 até 2011, é possível verificar através da Figura 2.9 quais são as regiões do globo que produzem mais energia proveniente do sol. A Europa é o maior produtor de energia solar, atingindo um total de 44,6 TWh em 2011, seguida da Ásia-Pacífico e América do Norte, com 8,9 e 2,1 TWh, respetivamente. A Alemanha é o principal produtor mundial deste tipo de energia, tendo consumido 19 TWh em 2011. A produção de energia solar teve um aumento recorde de 86,3% em 2011, no entanto a sua contribuição global nas energias renováveis é reduzida (6,5%) (BP, 2012).

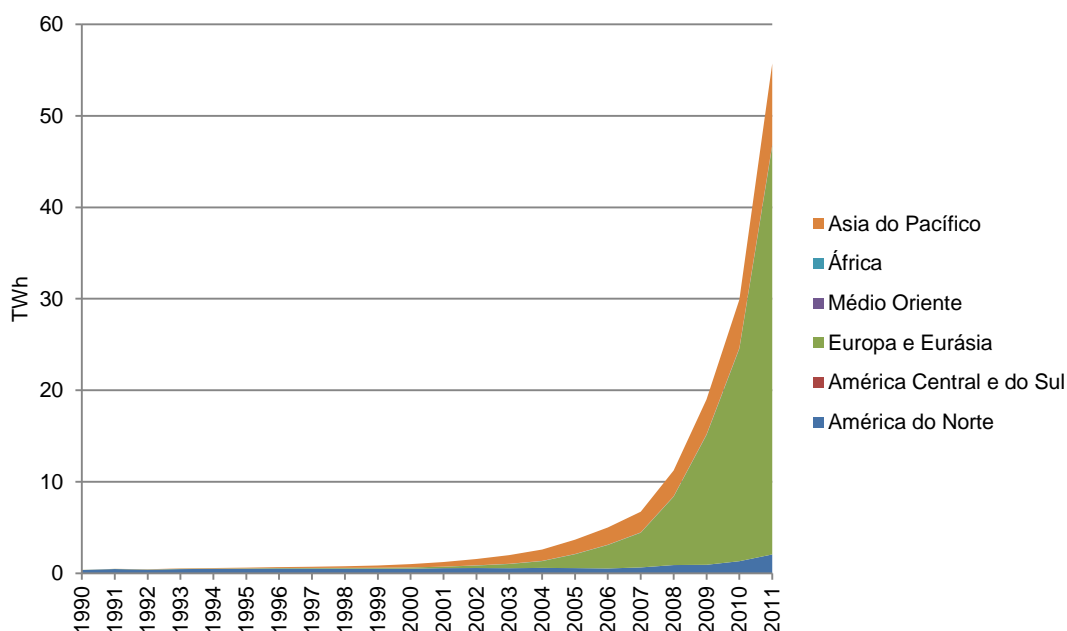


Figura 2.9 – Produção de energia solar (TWh) por região, de 1990 a 2011 (adaptado de BP, 2012).

Em 2008, o custo de investimento médio num sistema fotovoltaico do tipo residencial (3-20kW) na Alemanha foi de cerca de 4,3 €/W. No mesmo ano, o custo de investimento para a tecnologia de película fina foi de 1,54 €/W. No entanto espera-se que os custos de investimento na tecnologia solar fotovoltaica decresçam significativamente no futuro. Em 2050, o custo de investimento de um sistema residencial poderá ser de 0,5 €/W. Em sistemas de maior dimensão, o custo de investimento poderá variar entre 2,5-4 €/W (IEA, 2010b; Seixas *et al.*, 2010).

Em 2050, estima-se que a capacidade fotovoltaica instalada global acumulada chegue a 3 000 GW, fornecendo 4 500 TWh/ano, ou seja, cerca de 11% da produção de eletricidade mundial. (IEA, 2010b). Em relação à eficiência, prevê-se que para o mesmo ano se possa chegar a valores de eficiência da ordem dos 40% através das novas tecnologias. Quanto ao tempo de vida útil do módulo fotovoltaico, estima-se que em 2050 possa ter uma duração de 30-50 anos, tendo os novos conceitos de tecnologias um tempo de vida inferior, a variar entre 10-25 anos (IEA, 2010b).

O mercado fotovoltaico é atualmente dominado pela tecnologia de silício cristalino, com cerca de 80-90% do total. As novas tecnologias emergentes tais como o fotovoltaico de concentração irão, a longo prazo, fazer com que o silício cristalino perca representatividade. Para além disso, espera-se que a produção centralizada em grande escala venha a ser relevante em 2010-2050, em detrimento da produção fotovoltaica de tipo residencial.

O *Energy Technology Perspectives 2008* prevê que 5% da eletricidade produzida no mundo em 2050 seja proveniente de sistemas CSP (*Blue Scenarios*). No entanto, o *CSP Roadmap* prevê que a contribuição de CSP em 2050 possa chegar aos 12% do abastecimento mundial de eletricidade (IEA, 2009b).

De forma geral, atualmente o custo de investimento de uma central solar termoeletrica de concentração situa-se entre 2 100-6 000 €/We. O valor mais baixo corresponde a centrais com armazenamento, instaladas em locais com um elevado valor de *Direct Normal Irradiance* (DNI). O valor superior corresponde a centrais com capacidade de armazenamento e com um fator de utilização elevado, mas localizadas em zonas com baixos valores de DNI. Espera-se que até 2050, o investimento na tecnologia solar termoeletrica de concentração decresça para 2 400 €/kW (Seixas *et al.*, 2010).

Ambas as formas de tecnologia solar apresentam barreiras ao desenvolvimento, podendo-se referir algumas delas: falta de acesso à rede elétrica (PV e CSP) e processo de licenciamento (CSP); elevados custos de investimento (PV e CSP); dificuldade de financiamento dos projetos no contexto económico atual (CSP); barreiras técnicas específicas de cada uma das tecnologias; falta de recursos humanos especializados (PV e CSP); falta de perceção do público face aos benefícios da utilização da tecnologia (PV) (Seixas *et al.*, 2010).

2.3.2. Disponibilidade do recurso e tecnologia

A produção de energia solar está diretamente relacionada com a quantidade de radiação recebida num determinado local. Como todos os recursos renováveis, a radiação solar varia rapidamente ao longo do tempo e do espaço, sendo esta variabilidade fundamental na determinação da viabilidade financeira de um projeto de produção de energia solar (3TIER, 2011).

Os três componentes de irradiância que permitem determinar a produção de energia solar são: *Global Horizontal Irradiance* (GHI), *Direct Normal Irradiance* (DNI), e *Diffuse Horizontal Irradiance* (DIF). A instalação de painéis fotovoltaicos depende do GHI, ou seja, depende da quantidade de radiação recebida por uma superfície horizontal. A produção de energia elétrica através de sistemas CSP depende predominantemente do DNI, que corresponde à quantidade total de radiação recebida por unidade de área numa superfície que se encontra perpendicular aos raios solares.

A Figura 2.10 apresenta a distribuição mundial do DNI, calculado através do conjunto de valores mensais obtidos entre 1984 e 2004. A área adequada para instalação de tecnologias CSP encontram-se entre os 15° e 40° de latitude Norte e Sul. Na região do equador e em latitudes elevadas, a nebulosidade é maior, não sendo regiões propícias à produção de energia solar. As áreas mais favoráveis produção de CSP localizam-se no norte e no sul de África, no Médio Oriente, na Índia, na Austrália e na América do Norte e do Sul (Breyer & Knies, 2009).

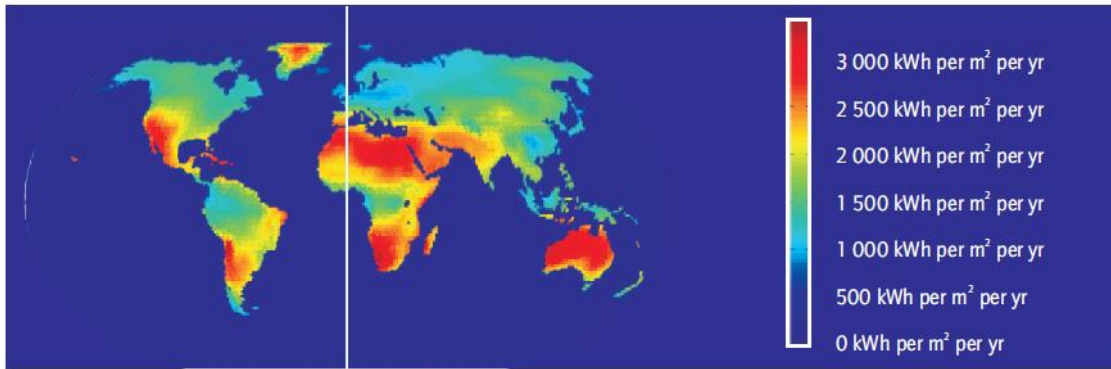


Figura 2.10 - *Direct Normal Insolation* (DNI) (kWh/m²/ano) (IEA, 2010c).

Os sistemas CSP seriam, em grande parte, capazes de produzir eletricidade suficiente sem emissões de carbono ou com baixas emissões de carbono, de forma a satisfazer a procura global. No entanto, a procura de eletricidade não está sempre situada perto dos melhores recursos de CSP. Na produção de eletricidade através de CSP é definido um limite inferior para o DNI, que deverá variar entre 1900 e 2100 kWh/m²/ano. Quando os valores de DNI são inferiores a 1900 kWh/m²/ano, devem ser utilizadas outras tecnologias, como os painéis fotovoltaicos, pois estas conseguem aproveitar a irradiância direta e difusa (IEA, 2010c).

O sul da Europa, nomeadamente a Península Ibérica, e a Turquia apresentam-se como regiões adequadas à produção de energia elétrica fotovoltaica. A Figura 2.11 apresenta a irradiação global anual na superfície horizontal e otimamente inclinada, obtida através da média de dados correspondentes ao período de 1998-2011. A Figura 2.11 mostra ainda o potencial de eletricidade gerado por um sistema 1kW_p por ano, com módulos fotovoltaicos instalados na inclinação ótima e assumindo um desempenho do sistema de 0,75.

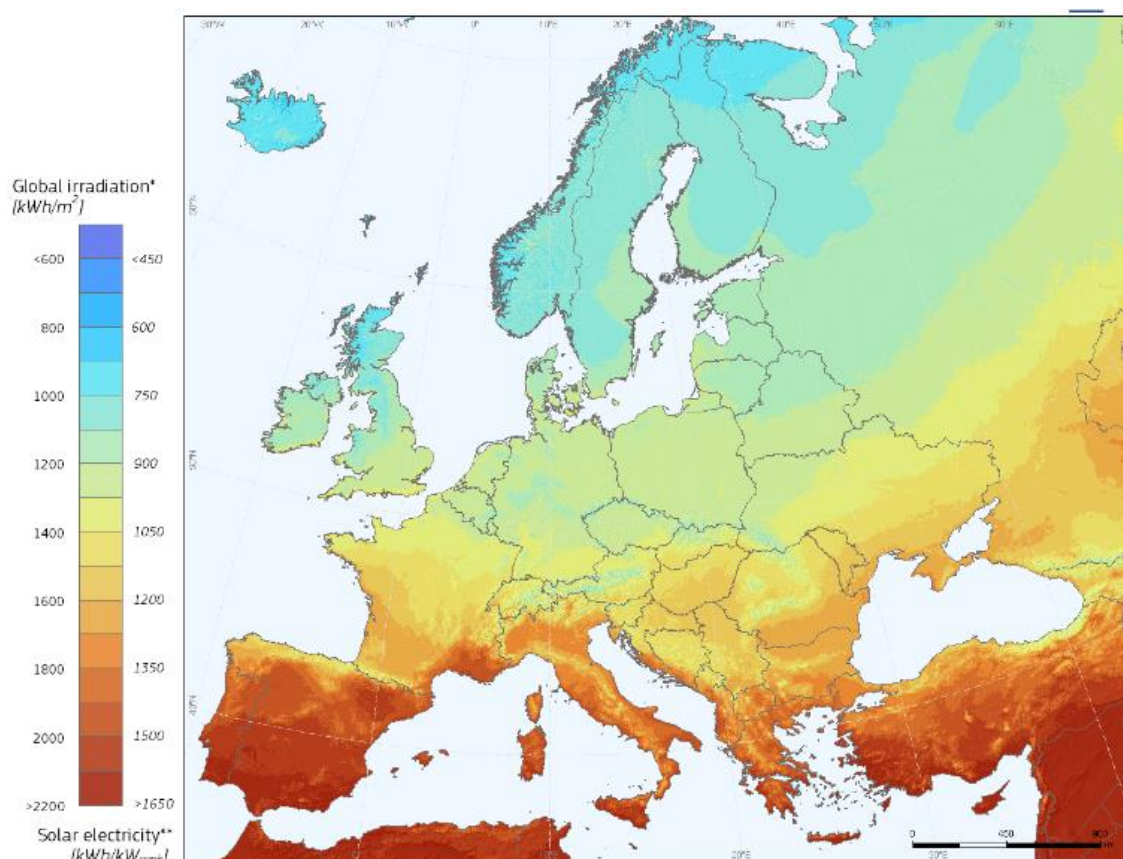


Figura 2.11 – Radiação solar (kWh/m²) e potencial de eletricidade fotovoltaica (kWh/kW_{peak}) na Europa (EC, 2012).

Portugal, Espanha, Itália e Grécia são os países da UE25 que apresentam o maior potencial de exploração do solar fotovoltaico. Em Portugal, a radiação pode atingir valores superiores a 1 650 kWh/m², o que implica uma produção de eletricidade fotovoltaica superior a 2 200 kWh/kW_{peak}.

O potencial teórico, que indica a quantidade de radiação que atinge a superfície da Terra e que está teoricamente disponível para fins energéticos, foi estimado em $3,9 \times 10^6$ EJ/ano. Os estudos referidos no (IPCC, 2011) mostram uma ampla gama de estimativas para o potencial técnico, que varia de 1 338 EJ/ano a 14 778 EJ/ano, para PV e de 248 EJ/ano a 10 791 EJ/ano, para CSP. Segundo o estudo de (Krewitt *et al.*, 2009), 98% do potencial técnico provém de centrais PV centralizadas e a área de terreno no mundo para implantação de PV é cerca de 1,67% da área total. No caso do CSP, todas as áreas da superfície da terra com DNI superior a 2 000 kWh/m²/ano foram definidas como adequadas e apenas 20% destas foram excluídas para outras utilizações.

Em 2050, o potencial técnico de energia elétrica nos países europeus pertencentes à OCDE, deverá ser cerca de 33,2 EJ/ano (de 1 688,8 EJ/ano mundial) correspondente ao solar PV e 4,1 EJ/ano (de 8 043,5 EJ/ano mundial) ao solar CSP (Krewitt *et al.*, 2009).

2.4. Recursos energéticos renováveis no sistema energético português

A incorporação de fontes de energia renováveis na rede elétrica tem sido uma prioridade nas últimas décadas. As fontes de energia renováveis permitem uma redução do consumo de combustíveis fósseis e dos respetivos impactos ambientais, a promoção de uma maior segurança no aprovisionamento energético e a redução de dependência energética externa (Castro, 2011).

O facto de Portugal ser um país com escassez de recursos fósseis (petróleo, carvão e gás) e elevada dependência energética do exterior, tem motivado o investimento em produção de energia através de recursos energéticos renováveis. Ao longo dos anos foi-se assistindo a uma evolução e diferenciação das formas de energia primária.

O gás natural teve uma participação considerável a partir de 1998, ao contrário do petróleo que começou recentemente a apresentar uma diminuição no mercado energético português. A produção hidroelétrica é uma forma de energia muito dependente das condições climáticas o que fez com que o carvão mantivesse a sua produção energética estável.

A Figura 2.12 mostra a evolução do consumo de energia primária por fonte, em Portugal, entre 1990 e 2010. O petróleo continua a ser a fonte de energia com maior contribuição no sistema energético português, correspondendo a 45% do consumo total nacional em 2010, embora neste ano se tenha verificado o menor consumo em petróleo desde 1990. O gás natural contribuiu para diversificar a estrutura da oferta de energia e reduzir a dependência exterior em relação ao petróleo, representando em 2010, 18% do total do consumo total de energia primária. O carvão participou com 7% do consumo de energia primária em 2010. Esta percentagem prevê-se que venha a diminuir ao longo do tempo devido ao seu impacto nas emissões de CO₂ para produção de eletricidade.

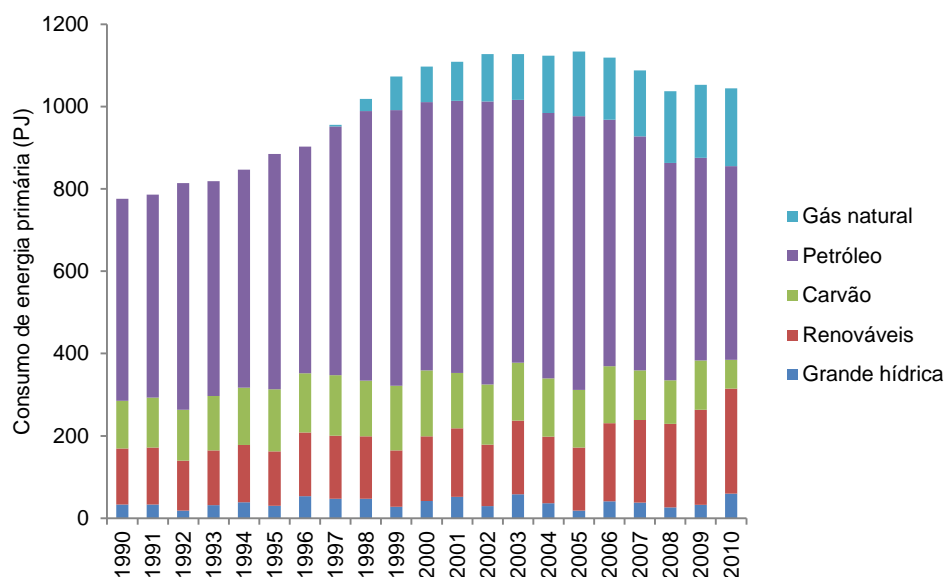


Figura 2.12 – Consumo de energia primária (PJ) por fonte entre 1990 e 2010 (adaptado de DGEG, 2012a).

As energias renováveis têm aumentando o seu contributo no total de energia primária, tendo atingido em 2010, 25% do consumo de energia. A grande hídrica (superior a 10 MW) não está contida nas energias renováveis na Figura 2.12. Cerca de 6% do consumo primário de energia foi proveniente das grandes hídricas, salientando-se no entanto que este ano foi um ano húmido, com um índice de hidraulicidade acima da média. O saldo importador de eletricidade não está demonstrado na Figura 2.12, no entanto o seu contributo foi de quase 1% do consumo total de energia primária (DGEG, 2012a).

No início do século XXI ocorreu uma progressiva inclusão da produção de energia elétrica a partir do vento, tornando-se cada vez mais significativa. Desta forma, a taxa de dependência energética tem vindo a decrescer desde 2005, ano em que atingiu o máximo de dependência energética, com uma taxa de 89%. Em 2010, a taxa de dependência energética foi de 76,7% (DGEG, 2012a).

Segundo dados das Redes Energéticas Nacionais (REN, 2012), o consumo de energia elétrica em 2011 foi de 181,8 PJ, registando a maior quebra anual verificada até hoje em Portugal. A potência máxima ocorrida na rede foi de 9,2 GW. A produção de origem renovável abasteceu 46% do consumo, sendo inferior aos 52% registados em 2010 (Figura 2.13).

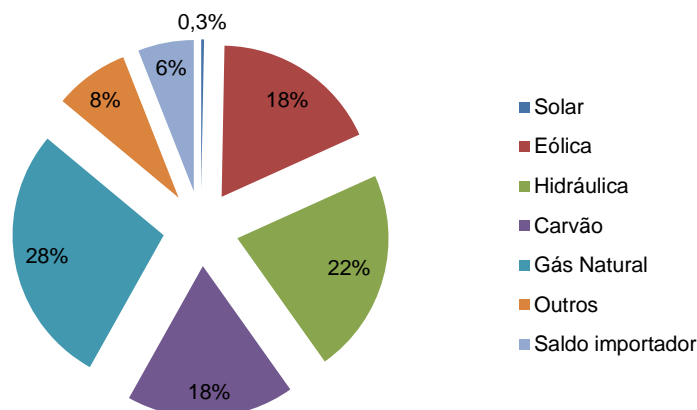


Figura 2.13 - Repartição da produção de eletricidade (%) por fonte energética em 2011 (adaptado de REN, 2012).

A produção total de energia elétrica no ano 2011 foi de 174,34 PJ. As energias renováveis dividem a sua produção elétrica em: hídrica com 40,46 PJ (dos quais 3,67 PJ correspondem a mini-hídricas) correspondendo a 22% da produção total, eólica com 32,41 PJ (18% da produção), térmica (cogeração) com 9,24 PJ e solar com 0,94 PJ (REN, 2012).

O parque electroprodutor detinha, em 2011, 54% da sua potência instalada proveniente de fontes renováveis contra 46% de fontes não renováveis, respetivamente, 10,23 GW e 8,67 GW. A energia hídrica continua a ter a maior percentagem de potência instalada em Portugal, cerca de 28%, o que corresponde a 5,39 GW (dos quais 0,41 GW dizem respeito a mini-hídricas). A capacidade instalada em centrais eólicas atingiu, em 2011, 22% da potência total nacional (4,08 GW), evidenciando a aposta que tem sido feita em Portugal neste tipo de energia. Com capacidade instalada mais baixa encontra-se a cogeração e o solar, com 3% e 1%, respetivamente (REN, 2012).

A Figura 2.14 apresenta a evolução da energia elétrica produzida através de recursos energéticos renováveis no período 2004 - Novembro 2012, constatando-se um decréscimo em 2012. O total da potência instalada renovável atingiu 10 778 MW no final de Novembro de 2012. Comparando o período de Janeiro a Novembro de 2012, com igual período em 2011, a produção decresceu 21% (de 22,2 TWh para 17,5 TWh). No mesmo período, a componente hídrica decresceu 52%, a produção eólica subiu 11% e a fotovoltaica 37% (DGEG, 2012b). A diminuição da componente hídrica deve-se à diminuição do índice de hidraulicidade. Portugal foi, em 2011, o terceiro país da União Europeia (UE15) com maior incorporação de energias renováveis com um peso de 45,3% da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis.

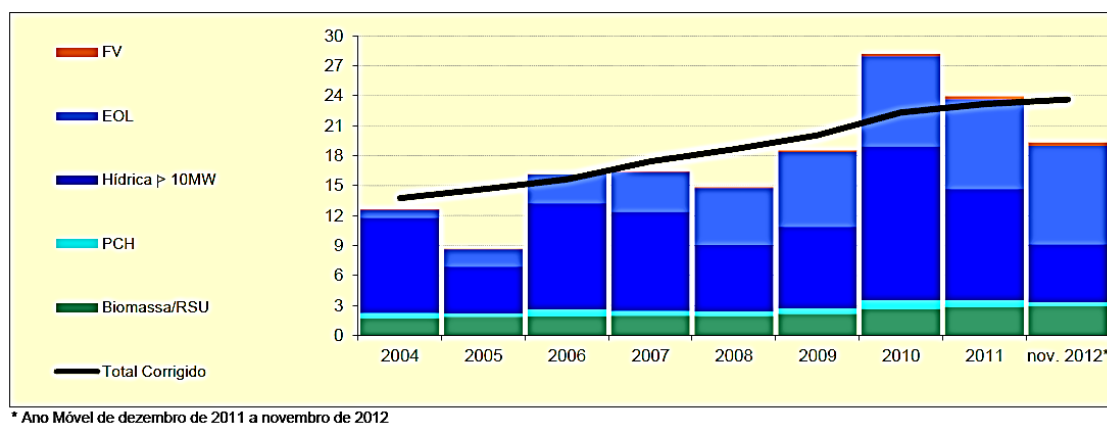


Figura 2.14 - Evolução da energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis (TWh) (DGEG, 2012b).

Até Novembro de 2012 foram licenciados 12 841 MW de instalações electroprodutoras a partir de Fontes de Energia Renováveis (FER) (+19% relativamente à potência instalada atualmente). A tecnologia fotovoltaica foi a que se teve maior incremento no licenciamento, no último ano, passando de 137 MW para 225 MW. Em relação ao sector eólico, no final de Novembro de 2012 estavam licenciados 4 537 MW. O licenciamento no setor hídrico passou de 4 899 para 7 157 MW no período de 2004 a 2011, sendo as grandes centrais hídricas responsáveis por 2 164 MW deste aumento.

2.5. Política europeia e nacional de promoção de recursos energéticos renováveis

A evolução na utilização de energias renováveis deve ser encarada tendo em conta os objetivos de desenvolvimento destas, traçados pela União Europeia (UE). As fontes de energia renovável são uma parte fundamental do sector energético assumindo um lugar de destaque nas políticas nacionais. O potencial elevado de desenvolvimento das energias renováveis em Portugal reflete-se no peso que estas têm tido ao longo do tempo nos sectores da indústria, transportes, habitação e principalmente na produção de energia elétrica.

A política energética pretende reforçar a competitividade no setor estabelecendo um equilíbrio entre os três pilares da sustentabilidade: competitividade, sustentabilidade ambiental e segurança no abastecimento (DGEG, 2012c). As principais linhas orientadoras da política energética são:

- Alcançar os objetivos de Eficiência Energética;
- Cumprir metas europeias para 2020;
- Reduzir a dependência energética sem comprometer a segurança de abastecimento;
- Potenciar mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis.

Os recursos renováveis são essenciais para reforçar os níveis de segurança, promover a diversificação energética e contribuir para aumentar a sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia. Existem medidas de apoio que têm facilitado a concretização dos objetivos da política energética nacional, nomeadamente o regime de acesso à rede elétrica que dá prioridade às renováveis e conjuntos de apoio de natureza financeira e fiscal ao investimento nas energias renováveis.

Para que as energias renováveis tenham cada vez mais um papel importante na produção de eletricidade e mitigação das alterações climáticas, a UE estabeleceu em 2007, no seu Roteiro das Energia Renováveis, o objetivo destas constituírem 20% da quantidade total de energia consumida na EU, até 2020. Para que este objetivo seja concretizado é necessário que ocorram progressos nos três principais sectores das energias renováveis: eletricidade, biocombustíveis e aquecimento e refrigeração (CE, 2007).

A Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, que revoga a Diretiva 2001/77/CE, estabelece um quadro comum de utilização de energias provenientes de fontes renováveis a fim de limitar as emissões de gases com efeito de estufa e promover transportes mais limpos. Para este efeito, são definidos planos de ação nacionais, assim como regras de utilização de biocombustíveis.

O programa de Governo do XVIII Governo Constitucional estabelece que um dos objetivos para Portugal deve ser liderar a revolução energética através de diversas metas entre as quais “assegurar a posição de Portugal entre os 5 líderes europeus ao nível dos objetivos em matéria de energias renováveis em 2020 e afirmar Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora” (ENE 2020, 2010). Tendo em conta os objetivos definidos e a necessidade de criar o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e a revisão do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), o Governo estabeleceu uma Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 (ENE 2020), onde apresenta linhas de orientação e medidas que deverão estar contidas nos planos.

O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis fixa os objetivos de Portugal relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020, tendo em consideração a energia consumida nos sectores dos transportes, da eletricidade e do aquecimento e arrefecimento, identificando as medidas e ações previstas em cada um desses sectores (PNAER, 2010).

A Diretiva fixa para Portugal a meta de 31% para a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia para Portugal, a ser atingida em 2020. Em termos sectoriais, Portugal tem como objetivo atingir uma quota de 10% de energia renovável no sector dos transportes, de 30,6% no sector de aquecimento e arrefecimento e de 55,3% na eletricidade, em 2020.

A Tabela 2.3 retrata as estimativas do contributo total das diferentes tecnologias baseadas em fontes de energia renováveis para cumprimento dos objetivos fixados para Portugal, tendo em conta a disponibilidade dos recursos, a maturidade das tecnologias, os planos específicos previstos e a respetiva calendarização para a introdução das várias medidas de promoção das fontes de energia renováveis. Os valores estimados indicam um crescimento médio anual no período 2010-2020 de 6,8% para a potência instalada e 4,6% para a produção de energia elétrica.

Tabela 2.3 - Estimativa do contributo total previsível de cada tecnologia baseada em fontes de energia renovável para alcançar a meta de 2020 (PNAER, 2010).

	Potência instalada em 2020 (MW)	Produção em 2020 (GWh)
Hídrica	9 548	14 074
1MW – 10 MW	750	1 511
>10 MW	8 798	12 562
Da qual por bombagem*	4 302	0
Energia Eólica	6 875	14 596
<i>Onshore</i>	6 800	14 416
<i>Offshore</i>	75	180
Energia Solar	1 500	2 475
Fotovoltaica	1 000	1 475
Solar Concentrada	500	1000
Marés, Ondas, Oceanos	250	437
Geotérmica	75	488
Biomassa	952	3 516
Sólida	367	1 468
Biogás	150	525
Biolíquidos	435	1 523
Total	19 200	35 584

*Toda a capacidade instalada é referente a centrais reversíveis

O PNAER (2010) indicava ainda que a aposta nas energias renováveis causa impactos positivos na economia portuguesa, prevendo-se um aumento de 1,3% do Produto Interno Bruto (PIB) em 2020, face a 2009. Este aumento significa que o sector das energias renováveis poderá gerar valor acrescentado bruto de cerca de 2 900 milhões de euros. Em relação ao emprego gerado, o Plano apontava a criação de 100 000 novos postos de trabalho, o que representa uma taxa de crescimento média anual de 11,2%.

O investimento nas energias renováveis e eficiência energética permitirá reduzir a dependência energética de 83%, em 2009 para 74%, em 2020. O cumprimento deste Plano implica um investimento de 17 800 milhões de euros, pertencendo 80% do investimento à hídrica, eólica e solar.

O Governo de Portugal, através do Ministério da Economia e do Emprego colocou em Abril de 2012 uma versão para discussão pública do documento criado pela DGEG: “Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética”. Portugal deve garantir o cumprimento dos compromissos assumidos para 2020, mas para tal é necessário que seja elaborada uma revisão do PNAER e do PNAEE de forma a repensar as medidas previstas e/ou adicionar novas medidas.

Segundo a secção da revisão do PNAER proposta pelas “Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética”, Portugal apresenta um dos melhores registos da Europa no cumprimento do peso das fontes de energia renováveis no consumo final de energia em 2020, faltando apenas 6% para cumprir o objetivo assumido no âmbito da Diretiva 2009/28/CE. A Tabela 2.4 apresenta o *share* do cumprimento das metas em 2010 e o que deverá ser cumprido em 2020.

Tabela 2.4 – Cumprimento das metas globais e sectoriais face ao objetivo de 2020 (DGEG, 2012c).

		2010	2020
Meta Global (%)		24,6	31
Metas sectoriais (%)	Aquecimento e arrefecimento	34,5	30,6
	Elettricidade	41,2	55,3
	Transportes	5,6	10

Como se pode observar o aquecimento e arrefecimento é o sector que incorpora mais fontes de energia renováveis, tendo já ultrapassado a meta proposta. Segundo o atual contexto em que o país se encontra, muitas das medidas planeadas no horizonte 2020 deverão ser revistas. As medidas de eletricidade que impliquem o licenciamento de potência adicional a partir de fontes de energia renováveis poderão ser suspensas até revisão das metas em 2014.

A revisão do PNAER requer uma redução no pacote de medidas e deve centrar-se no ajustamento da oferta à procura. Como tal, os dois eixos de revisão do PNAER são: meta transportes e meta global. Na meta dos transportes, o desafio prende-se com o limite de incorporação técnica dos biocombustíveis e com a baixa penetração do veículo elétrico no mercado até 2020. Em relação à meta global, os atrasos na execução do PNAEE poderão ser colmatados com ações nas áreas do aquecimento e arrefecimento e eletricidade.

A revisão do PNAER propõe ações para o futuro, tais como:

- i) Rever e concretizar as medidas constantes do PNAER;

- ii) Atuar junto dos promotores para garantir instalação prevista e licenciada no PNBEPH e PRE (suspender novos licenciamentos até revisão de 2014);
- iii) Preparar potenciais atribuições de potência renovável (pós-2014) em caso de atraso face ao objetivo;
- iv) Potenciar novas aplicações no âmbito do aquecimento e arrefecimento.

A 6 de Junho de 2012, a Comissão Europeia apresentou um comunicado sobre as políticas da energia renovável para o período pós-2020, confirmando a integração no mercado das energias renováveis e a necessidade do seu crescimento nas décadas posteriores a 2020. O Roteiro para a Energia 2050 assenta num mercado único de energia, na aplicação do pacote relativo à infraestrutura energética e nos objetivos em matéria de clima, delineados no roteiro para uma economia hipocarbónica, em 2050. A maior fatia do aprovisionamento energético em 2050 resultará de fontes renováveis, independentemente do cenário escolhido (CE, 2012).

3. IMPACTOS DE CENÁRIOS DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS NO APROVEITAMENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVÁVEIS

O presente capítulo tenta abranger a grande variedade de impactos que as alterações climáticas podem ter sobre o sistema energético, desde o impacto na disponibilidade do recurso até ao impacto no fornecimento de energia.

Os recursos energéticos correspondem à quantidade de energia primária disponível. No caso dos combustíveis fósseis, a sua disponibilidade funciona como um stock e as alterações climáticas podem causar impactos no acesso a estes recursos. Por sua vez, os recursos energéticos renováveis referem-se a um fluxo de energia, que se encontra intimamente relacionado com condições climáticas. Por esta razão, é esperado que as alterações climáticas possam afetar com mais intensidade as fontes renováveis do que os recursos de combustíveis fósseis (Schaeffer *et al.*, 2012).

A possibilidade de avaliar a vulnerabilidade dos sistemas energéticos e incorporá-las, a longo prazo, na operação e planeamento energético é imprescindível para o desenvolvimento de políticas que visam lidar com as alterações climáticas. No entanto, só recentemente a comunidade científica internacional começou a investigar os impactos que as alterações climáticas podem ter sobre as energias renováveis. Portanto, a base de conhecimento formal sobre o assunto ainda é limitada.

A avaliação da vulnerabilidade do sistema energético reúne uma quantidade de incertezas tais como: cenários de emissões de GEE, projeções climáticas a longo prazo e ferramentas de modelação. Desta forma, os estudos são conduzidos como uma análise a cenários e não como previsões. A Box 3.1 apresenta os cenários de emissões do IPCC – *SRES Scenarios* – que são utilizados para projetar os comportamentos das variáveis climáticas para padrões específicos de evolução de emissões. No entanto, é de salientar que o relatório do IPCC (*IPCC's Fifth Assessment Report*), que sairá em 2014, irá assentar no novo conceito *Representative Concentration Pathways* (RCP) e não nos cenários descritos na Box 3.1.

Box 3.1 Cenários de Emissões IPCC

SRES refere-se aos cenários descritos no IPCC *Special Report on Emissions Scenarios* (SRES, 2000). Os cenários SRES são agrupados em quatro famílias de cenários (A1, A2, B1 e B2) que exploram percursos alternativos de desenvolvimento, cobrindo uma ampla gama de forças motrizes ao nível da demografia, tecnologia e economia, resultando em emissões de GEE. Os cenários SRES não incluem políticas climáticas adicionais para além das atuais. As projeções de emissões são amplamente utilizadas nas avaliações de futuras alterações climáticas, e as suas suposições em relação a alterações sócio-económicas, demográficas e tecnológicas funcionam como *inputs* para a recente vulnerabilidade às alterações climáticas e avaliação de impactos.

Tabela 3.1 – Projeções do aquecimento médio global da superfície e aumento do nível do mar para o final do século XXI de acordo com os diferentes cenários SRES.

Case	Temperature change (°C at 2090-2099 relative to 1980-1999) ^{a, d}		Sea level rise (m at 2090-2099 relative to 1980-1999)
	Best estimate	Likely range	Model-based range excluding future rapid dynamical changes in ice flow
Constant year 2000 concentrations ^b	0.6	0.3 – 0.9	Not available
B1 scenario	1.8	1.1 – 2.9	0.18 – 0.38
A1T scenario	2.4	1.4 – 3.8	0.20 – 0.45
B2 scenario	2.4	1.4 – 3.8	0.20 – 0.43
A1B scenario	2.8	1.7 – 4.4	0.21 – 0.48
A2 scenario	3.4	2.0 – 5.4	0.23 – 0.51
A1FI scenario	4.0	2.4 – 6.4	0.26 – 0.59

O cenário A1 assume um mundo de crescimento económico muito rápido, uma população global que atinge o pico em meados do século e uma introdução rápida de tecnologias novas e mais eficientes. O cenário A1 é dividido em três grupos que descrevem direções diferentes na mudança tecnológica: utilização de fósseis intensivamente (A1FI), utilização de recursos de energia não-fósseis (A1T) e um equilíbrio entre todas as fontes (A1B). B1 descreve um mundo convergente, com a mesma população global que em A1, mas com mudanças mais rápidas nas estruturas económicas em direção a uma economia de serviços e informação. B2 descreve um mundo com uma população e um crescimento económico intermédio, enfatizando soluções locais para a sustentabilidade económica, social e ambiental. A2 descreve um mundo muito heterogéneo, com um crescimento populacional elevado e um desenvolvimento económico e uma mudança tecnológica lentos.

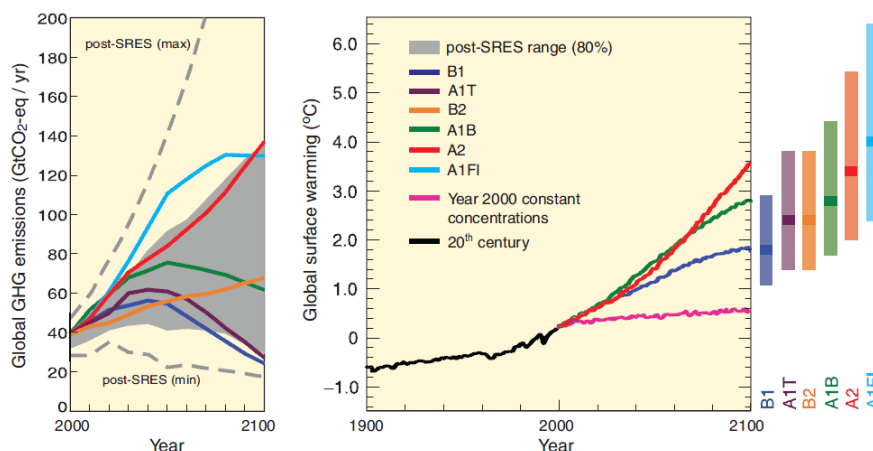


Figura 3.1 – Cenários de emissões de GEE para 2000-2100 e projeções das temperaturas à superfície.

Fonte: Ebinger & Vergara, 2011; IPCC, 2007a.

A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis é mais suscetível a mudanças causadas por alterações no regime de precipitação, que afetam a produção nas centrais hidroelétricas, rajadas de vento extremas que podem danificar as turbinas eólicas e aumento das temperaturas, que provoca a redução do desempenho das células solares fotovoltaicas. A maioria dos impactos serão negativos, no entanto deverá existir impactos positivos localizados (EEA, 2012). Nas seções seguintes será estudada a forma como os sistemas de energia podem ser afetados por alterações climáticas.

3.1. Alteração do comportamento das variáveis climáticas

Os recursos energéticos renováveis dependem diretamente das variáveis climáticas. Quando estas sofrem impactos causados pelas alterações climáticas, a disponibilidade do recurso é afetado, e consequentemente, o sector energético e a produção de eletricidade ficam comprometidos. A Tabela 3.2 relaciona os impactos nos recursos energéticos renováveis que advêm de alterações nas variáveis climáticas.

Tabela 3.2 - Impactos nos recursos e na produção de energia causados por alterações nas variáveis climáticas.

	Variáveis climáticas	Impactos relacionados
Hidroelétrica	Aumento da temperatura	Aumenta a evaporação no reservatório, aumentam as perdas através da vegetação e reduz o escoamento superficial.
	Alterações na precipitação	Alterações na capacidade de produzir escoamento, através da redução de armazenamento.
	Secas	Redução da capacidade de produção devido à redução de escoamento e ao aumento da evaporação de água à superfície.
	Inundações/Tempestades/Ciclones	Derrames, e danos físicos levam à redução da capacidade de produção.
	Degelo dos glaciares	Resulta na perda de capacidade de produção dos reservatórios existentes, devido a derrames não planeados.
Eólica	Aumento da temperatura	O output de potência diminui devido à diminuição da densidade do ar.
	Alterações na precipitação	Efeitos sobre a estabilidade e drenagem do solo afetam a estabilização das torres eólicas.
	Inundações	Perda da capacidade de produção devido a danos físicos.
	Tempestades/Ciclones	Redução da capacidade de produção devido a interrupções forçadas no funcionamento, causadas pela ocorrência de velocidades máximas de vento acima das projetadas.
Solar	Aumento da temperatura	Diminuição da eficiência, potenciais danos materiais.
	Tempestades/Ciclones	Danos físicos causados por ventos fortes e pelo granizo reduzem a capacidade de produção.
	Secas	Podem aumentar a capacidade de produção nas unidades já existentes.
	Inundações	Impactos locais nos sistemas distribuídos.
	Aumento da nebulosidade	Redução da radiação que implica uma redução da produção.

No presente capítulo será estudado o comportamento das variáveis climáticas no futuro, para a Europa e em especial para a Península Ibérica e Portugal, segundo cenários de alterações climáticas.

3.1.1. Temperatura

A temperatura média anual na Europa tem aumentado mais do que a temperatura média anual global. Na década 2002-2011 a temperatura média anual da superfície terrestre Europeia foi de 1,3°C acima do nível pré-industrial, tendo sido a década mais quente registada até hoje, enquanto em termos globais o aumento situa-se nos 0,7°C.

Durante o século XXI prevê-se que a temperatura média anual na Europa continue a aumentar. O IPCC afirma que a Europa irá sofrer um aquecimento em todas as estações em ambos os cenários A2 e B2. O aquecimento é maior no Inverno (Dezembro, Janeiro e Fevereiro) do que no Verão (Junho, Julho e Agosto) em toda a Europa. O projeto PRUDENCE (*Prediction of Regional scenarios and Uncertainties for Defining European Climate change risks and Effects*) permitiu obter resultados de simulações através de dois modelos climáticos regionais (HadAM3H e ECHAM4/OPYC3). O aumento das temperaturas no Verão é mais notado no sul da Europa, podendo exceder os 6°C em algumas partes de França e da Península Ibérica (Kjellström, 2004; Räisänen *et al.*, 2004).

Van der Linden & Mitchell (2009), através do projeto ENSEMBLES obtiveram projeções a partir de diferentes modelos climáticos regionais (RCMs) realizados com uma resolução espacial de 25 km e em condições de fronteira de cinco modelos climáticos globais (GCMs), utilizando o cenário de emissões do IPCC SRES A1B (Figura 3.2).

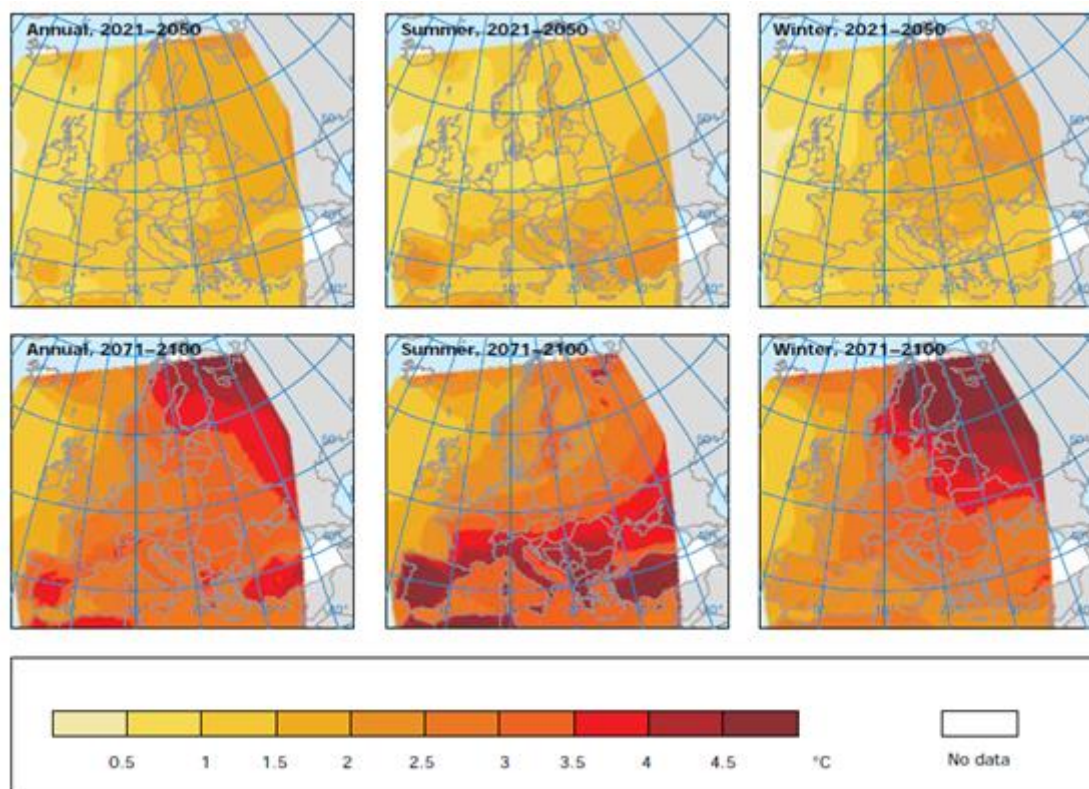


Figura 3.2 – Projeção de alterações na temperatura média anual (°C), de Verão (Junho, Julho e Agosto) e de Inverno (Dezembro, Janeiro e Fevereiro), para os períodos de 2021-2050 e 2071-2100, comparativamente ao período de 1961-1990 (EEA, 2012b).

Van der Linden & Mitchell (2009) concluíram que deverá haver um aumento anual de 1,0 a 2,5°C para o período 2021-2050 e 2,5 a 4,0°C para 2070-2100. Os maiores aumentos de temperatura deverão ocorrer no leste e norte da Europa para a estação do Inverno e no sul da Europa na estação de Verão. Portugal poderá sofrer aumentos de mais de 4°C para o período de 2071-2100 na estação quente.

O estudo de Giorgi & Lionello (2008) corrobora o estudo anterior. Apresenta projeções de alterações climáticas para a região do Mediterrâneo, no período 2071-2100, através da utilização de dados provenientes de *Multi Global Model Ensemble* (MGME) e PRUDENCE. Concluem que existirá um aumento de secas e de aquecimento, principalmente na estação quente, podendo exceder 4-5°C, valores também encontrados por Santos *et al.* (2002) para a Península Ibérica.

3.1.2. Precipitação

Vários modelos têm comprovado um aumento das médias globais de vapor de água, evaporação e precipitação ao longo do século XXI. Nas zonas correspondentes a latitudes elevadas, os modelos indicam um aumento da precipitação, enquanto nas regiões de latitudes médias, a precipitação diminui (Bates *et al.* 2008).

A precipitação anual tem evidenciado, desde 1950, uma tendência para um aumento de 70 mm por década, no nordeste e noroeste da Europa, e uma redução de 70 mm em algumas partes do sul da Europa. A tendência da precipitação é variável, no entanto a média anual de precipitação para a maior parte do Atlântico e norte da Europa, está a aumentar. Pelo contrário, a região do Mediterrâneo indica uma estabilização ou tendência negativa da precipitação.

Entre 2070 e 2099, em todos os cenários, ocorre um aumento da média anual de precipitação no norte da Europa e uma diminuição no sul. A atividade ciclónica sobre o Atlântico aumentou no Inverno o que provoca um aumento da precipitação entre 15-30% na zona norte, centro e oeste da Europa (Giorgi *et al.*, 2004). A precipitação, para a mesma estação, diminui ao longo do Mediterrâneo como resposta ao aumento da circulação anticiclónica. Esta diminuição pode variar entre 30 a 45% sobre a Bacia do Mediterrâneo, bem como na Europa Central e Ocidental. A precipitação no Verão no sul e centro da Europa diminui, podendo reduzir até 70% em algumas áreas, para o cenário IPCC SRES A2. Na Primavera e no Outono as alterações são relativamente pequenas (Kjellström, 2004; Räisänen *et al.*, 2004).

Van der Linden & Mitchell (2009), no projeto ENSEMBLES, realizaram projeções de precipitação na Europa para o período 2071-2100 (Figura 3.3). O mapa da esquerda indica que deverá ocorrer um aumento de precipitação anual no norte da Europa e uma diminuição no sul da Europa. As alterações na média anual entre 1961-1990 e 2071-2100, de acordo com o projeto ENSEMBLES variam entre 10 a 20% no norte da Europa e entre - 5 a - 20% no sul da Europa e no Mediterrâneo.

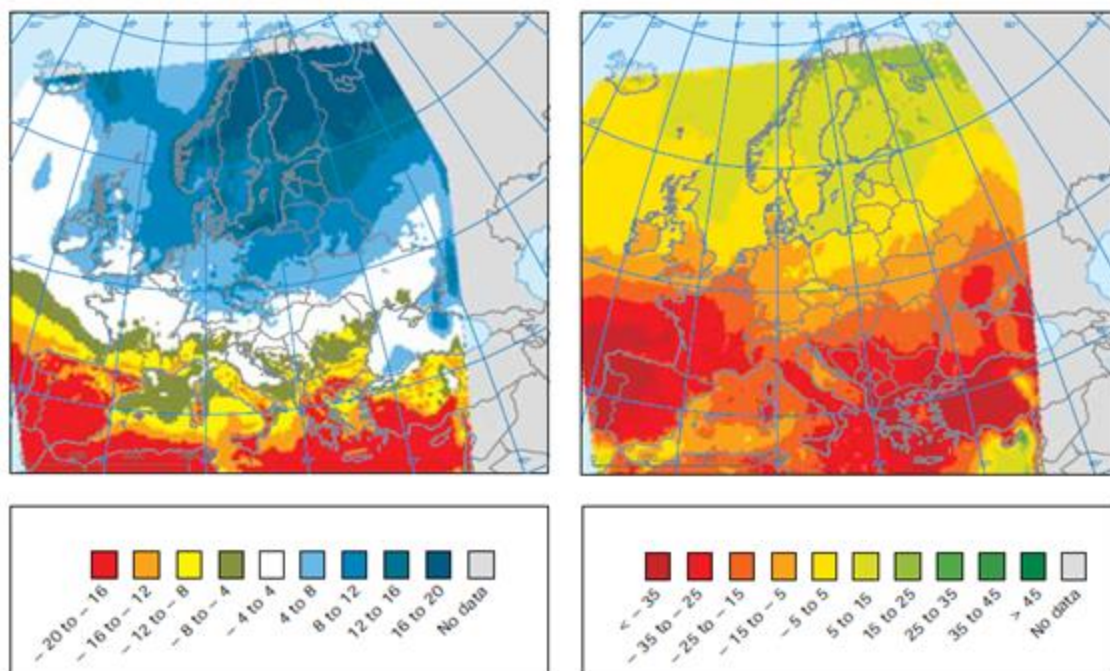


Figura 3.3 - Projeção de alterações na precipitação (%) anual (esquerda) e de Verão (direita) para o período 2071-2100, comparativamente ao período de 1961-1990 (EEA, 2012b).

As projeções para a precipitação no Verão (figura da direita) apontam para uma redução no sul, centro e noroeste da Europa, que pode chegar aos 60% em algumas partes do sul da Europa. A precipitação deverá manter-se constante ou aumentar ligeiramente no nordeste da Europa. Ambos os mapas apontam para a ocorrência de grandes reduções no regime de precipitação em Portugal, com valores superiores a 20% para a precipitação anual e superiores a 35% para a precipitação na estação quente.

Giorgi & Lionello (2008) prevê que haja uma redução de precipitação na região do Mediterrâneo, principalmente na estação quente, podendo exceder 25-30%. Pelo contrário, no norte do Mediterrâneo haverá um aumento da precipitação de Inverno, em algumas áreas, nomeadamente nos Alpes. Ebinger & Vergara (2011) afirmam que deverá existir uma diminuição da precipitação anual entre 5-20% na Península Ibérica, segundo o cenário IPCC SRES A1B.

Focando-se apenas em Portugal, no intervalo de tempo de 2080-2100, Santos *et al.* (2002), declararam que a precipitação anual decresce em todo o país, com maior diminuição no Alentejo (15% da precipitação de controle). No entanto, no Inverno, existe um aumento de cerca de 20 a 50% dos valores da simulação de controlo, ao contrário das outras estações do ano em que ocorre um decréscimo da precipitação.

Uma mudança da precipitação no Inverno, de neve para chuva, provocada pelo aumento da temperatura do ar, pode levar a um deslocamento do pico do caudal dos rios e a uma mudança nas condições de Inverno em regiões continentais e montanhosas. O pico de degelo pode mesmo ser eliminado com o aumento do fluxo de Inverno. Com o desaparecimento dos glaciares devido ao aquecimento, espera-se que os caudais dos rios aumentem num curto prazo, mas que ocorra um posterior declínio desse caudal assim que os glaciares deixarem de existir (Stickler & Alfredsen, 2009).

3.1.3. Velocidade do vento

O mecanismo principal que força a ocorrência de ventos nas latitudes médias é a diferença de temperatura entre as massas de ar polar e tropical. Em teoria, a redução da diferença térmica entre as regiões polares e os trópicos reduz a velocidade média do vento nas latitudes médias. Embora os estudos de tendência de vento em determinadas regiões indiquem que esta redução pode acontecer, há algumas evidências contraditórias dos impactos (Ebinger & Vergara, 2011).

As velocidades do vento na Europa deverão sofrer alterações durante o século XXI. A análise de Rockel & Woth (2007) permitiu verificar que deverá ocorrer um aumento da média diária da velocidade do vento durante os meses de Inverno e uma diminuição durante o Outono, nas áreas da Europa influenciadas por ciclones extra-tropicais no Atlântico Norte.

Bloom *et al.* (2008) constataram que no período 2071-2100, na região do Mediterrâneo, deverá ocorrer um aumento da velocidade do vento sobre a terra e um decréscimo sobre o mar, com exceção do Mar Egeu, onde a velocidade do vento deverá aumentar.

O estudo de Donat *et al.* (2011) envolveu a simulação de alterações futuras nas velocidades extremas do vento (Figura 3.4) e nas tempestades de Inverno, através da utilização de nove modelos climáticos globais (GCM), onze modelos climáticos regionais (RCM) e segundo o cenário IPCC SRES A1B.

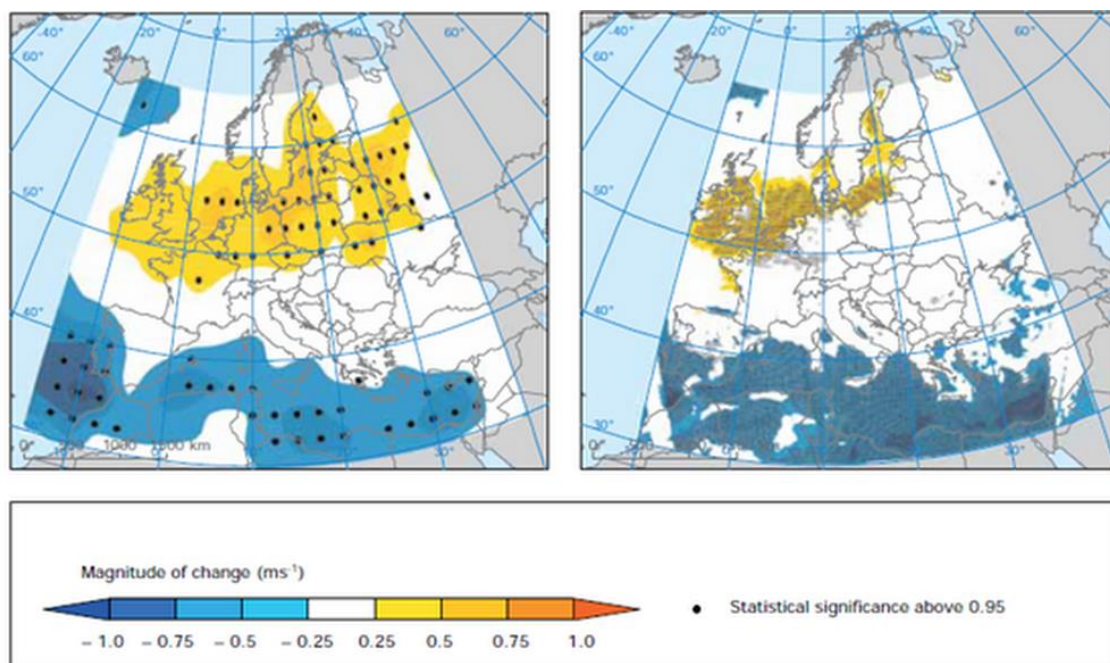


Figura 3.4 - Projeção de alterações nas velocidades extremas do vento, segundo modelos GCM (esquerda) e RCM (direita), para o período 2071-2100, comparativamente a 1961-2000 (EEA, 2012).

Em ambos os modelos existe um aumento das velocidades extremas de vento nas regiões do norte da Europa Central e Ocidental, com uma magnitude a variar entre $0.25-1 \text{ ms}^{-1}$. No sul da Europa, deverá ocorrer uma redução das velocidades extremas de vento, podendo essa redução atingir $1,0 \text{ m/s}$.

3.1.4. Radiação e nebulosidade

A projeção das alterações na distribuição da radiação global solar pode fornecer informação acerca do pico de produção de energia solar. A Figura 3.5 mostra as alterações projetadas para a radiação na Europa, em 2040, obtidas a partir de dois modelos climáticos diferentes, RACMO e HadRCM3, para o cenário IPCC SRES A1B.

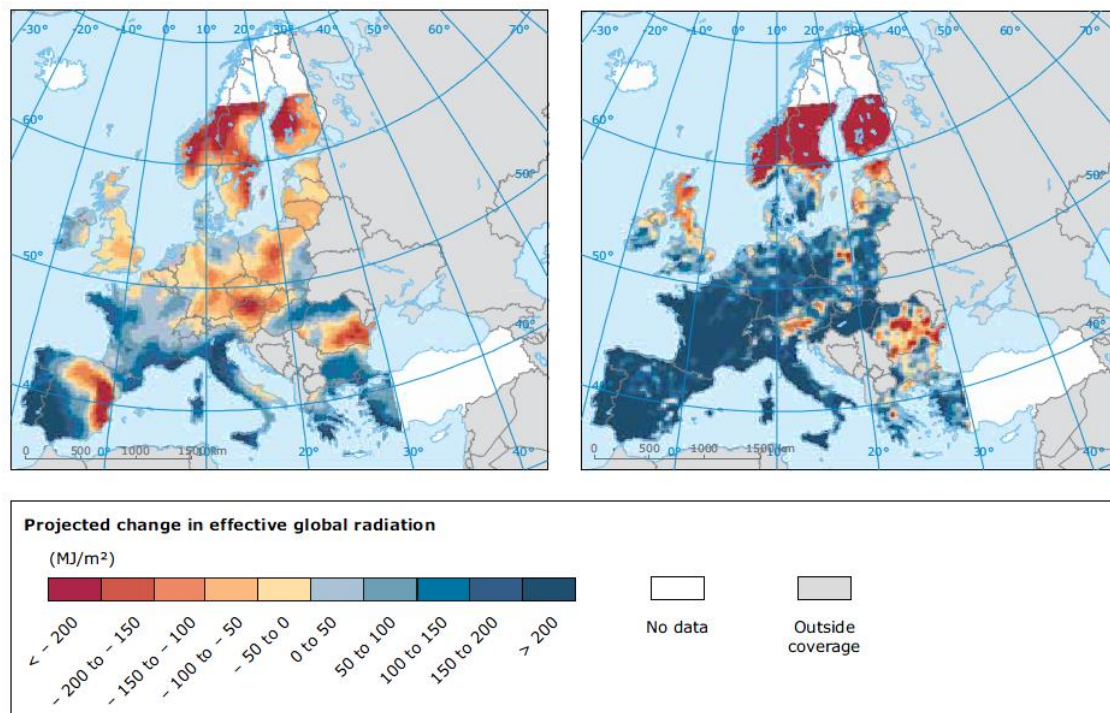


Figura 3.5 - Alterações médias na radiação solar efetiva (MJ/m²) para o período 2031-2050, comparativamente a 1975-1994, para os modelos RACMO (esquerda) e HadRCM3 (direita) (EEA, 2012).

É possível observar que para ambos os modelos, ocorre um aumento da radiação solar efetiva no sul da Europa e uma diminuição a norte. No caso de Portugal é evidenciado um aumento da radiação superior a 150 MJ/m². Ao contrário do norte da Europa, onde a radiação deverá ter reduções superiores a 200 MJ/m².

Bartók (2010) estudou as alterações na disponibilidade de energia solar no sudeste da Europa causadas pelas alterações climáticas, tendo concluído que deverá existir um aumento de 5,8% na radiação solar.

As alterações extremas para 2050-2079, calculadas em relação aos resultados obtidos em 1970-1999, para o cenário IPCC SRES B1 e A2 foram estudadas por Ebinger & Vergara (2011) que concluiu que, no cenário B1, a intensidade dos valores extremos é suscetível de sofrer uma redução de cerca de 5 Wm⁻² na região da África Subsaariana, mas um aumento de mais de 5 Wm⁻² sobre o Médio Oriente. Por sua vez, no cenário A2, as alterações são mais visíveis, com um padrão negativo adicional sobre Índia e uma redução de cerca de 10 Wm⁻². Na Europa, em ambos os cenários a radiação solar aumenta, variando entre 0 e 5 Wm⁻² no cenário B1 e podendo atingir valores superiores a 5 Wm⁻² no cenário A2.

A nebulosidade está intimamente ligada com a radiação, visto que sempre que a nebulosidade aumenta, a radiação diminui. Patt *et al.* (2010) afirmam que nas regiões localizadas entre as latitudes 50°N e 50°S, como é o caso de Portugal, a nebulosidade deverá permanecer a mesma ou até mesmo diminuir numa percentagem baixa. Isto vai de encontro ao que já foi referido em relação à radiação.

3.1.5. Nível do mar

O aumento do nível do mar ao longo do século XXI é causado pelo aumento do volume global dos oceanos devido à expansão térmica da temperatura oceânica e às mudanças de salinidade. Para além disso, o aumento da temperatura média global causa o degelo dos glaciares e das camadas de gelo da Groenlândia e da Antártida, o que contribui para a subida do nível do mar.

Nas últimas duas décadas, a taxa de crescimento mundial do nível médio do mar foi de cerca de 3 mm/ano. A nível global, as projeções indicam que durante o século XXI haverá um aumento do nível médio do mar a variar entre 20 cm e 2 m, no entanto é mais provável que o aumento não ultrapasse 1 m (EEA, 2012).

O estudo relatado por Brown *et al.* (2011) utiliza uma série de projeções para o nível do mar na Europa, onde os limites superior e inferior são representados por níveis de incerteza de 95% e 5%, respetivamente. Para além destes níveis, o ponto médio das projeções também foi estudado. O cenário A1B está associado a um aumento de 3,5°C e o cenário E1 a 1,5°C de aumento, ambos até 2080 (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 – Aumento global do nível médio do mar (m) para os cenários a curto (2020), médio (2050) e longo prazo (2080) (Brown *et al.*, 2011).

(m)	2020	2050	2080
A1B (95%)	0,12	0,27	0,46
A1B (média)	0,10	0,22	0,37
A1B (5%)	0,07	0,17	0,28
E1 (95%)	0,11	0,23	0,33
E1 (média)	0,09	0,18	0,26
E1 (5%)	0,07	0,13	0,18

Segundo o cenário A1B, as projeções para a Europa indicam que deverá ocorrer um aumento do nível médio do mar de 37 cm até 2080, apesar deste continuar a aumentar no século XXII. O cenário de mitigação E1 estima que o nível do mar deverá aumentar 26 cm até 2080. Este cenário apresenta um menor aumento em relação ao cenário A1B devido à aplicação da estratégia da Comissão Europeia de limitar o aquecimento do planeta em 2°C. No entanto, até 2050 e devido à inércia térmica do oceano, os dois cenários não divergem (Brown *et al.*, 2011).

O aumento do nível do mar deverá acelerar a erosão costeira. A maior frequência de tempestades e as alterações no vento e na direção das ondas também podem agravar as taxas de erosão. Portugal é um dos países da Europa mais sensíveis à erosão costeira, tendo ocorrido taxas de erosão de mais de 2 m/ano, durante o período de 1991-2001, na zona do Algarve.

Santos *et al.* (2002) afirmam que até 2080, deverá existir um aumento global do nível do mar de 20-105 cm, na Europa. Em Portugal, esse aumento deverá variar entre 25-110 cm e a costa portuguesa deverá sofrer um movimento vertical negativo de 5 cm. Referem ainda que, se a subida do nível do mar em Portugal for entre 0,5-1 m, há risco de perda de terreno em cerca de 67% nas zonas costeiras.

3.1.6. Tempestades

As velocidades extremas de vento encontram-se intimamente ligadas à ocorrência de tempestades. Estudos realizados para o norte e centro da Europa mostram a ocorrência de aumentos nas velocidades extremas do vento (Leckebusch *et al.*, 2008; Pryor *et al.*, 2005). Vários estudos sugerem que deverá ocorrer uma diminuição na frequência de tempestades na Europa, mas um aumento na magnitude, em especial na zona norte e ocidental da Europa (EEA, 2012).

Donat *et al.*, (2011) utilizaram nove modelos climáticas globais (GCM) e onze modelos climáticos regionais (RCM), segundo o cenário IPCC A1B. Os autores mostraram que a existência de maior ocorrência de velocidades extremas de vento na região do norte da Europa Central e Ocidental (superiores a 5%) implica que a perda de potencial das tempestades seja também mais elevada nestas regiões, em particular na Europa Central. Pelo contrário, como no sul da Europa se prevê que as velocidades extremas de vento diminuam, deverá ocorrer uma redução do potencial de perda associado.

A média da perda de potencial na Alemanha no final do século XXI aumentou 37,7% (15,1%) de acordo com as simulações GCM (RCM). No leste da Europa Central ocorre também um aumento significativo de perda, tal como no Reino Unido e Irlanda, França e países do BeNeLux. Como as velocidades extremas do vento sofrem uma redução no Sul da Europa, o risco de perda de tempestades também diminui, como é o caso da Península Ibérica em que se obteve -10,1% (-4,2%) para GCM (RCM). Para o período 2021-2050, as alterações na média anual da perda de potencial de tempestade são inferiores à média verificada para o final do século (Donat *et al.*, 2011).

3.1.7. Secas e Inundações

O caudal de Verão deverá diminuir até 50% na Europa Central e até 80% em certos rios do sul da Europa (Santos *et al.*, 2002). O projeto ClimWatAdapt criado por Flörke *et al.* (2011) realizou projeções para o *stress* hídrico, calculado através do rácio de captação de água para utilização, segundo dois cenários (*Economy First scenario* e *Sustainability Eventually scenario*).

O projeto ClimWatAdapt permitiu verificar que algumas partes da Europa irão sofrer perdas económicas anuais elevadas, devido ao aumento da ocorrência de inundações no futuro. Para além disso, caso não seja implementada uma abordagem sustentável para a gestão dos

recursos hídricos, o stress hídrico deverá sofrer um agravamento. O crescente risco de inundações, para além de ter origem nas alterações climáticas, pode ser ampliado pelo aumento da superfície impermeável, causada pela urbanização e modificada por alterações da cobertura vegetal em pequenas bacias.

Por outro lado, a evolução socio-económica e as alterações no uso da terra, determinam também a vulnerabilidade da Europa a inundações, secas e escassez de água. A diminuição da disponibilidade e consequente aumento do *stress* hídrico é esperado que ocorra principalmente no sul da Europa (EEA, 2012).

O aumento do risco de seca será verificado principalmente na zona do Mediterrâneo e na Europa de leste. Portugal é um dos países onde se prevê que ocorra o aumento da procura de água para irrigação (Lehner *et al.*, 2005). A região afetada pela seca deverá aumentar ao longo do século XXI. Em média, em Espanha, Portugal, Polónia e no oeste da França e da Turquia irão ocorrer períodos de retorno de 10 anos mais frequentemente que no resto da Europa.

O aumento da eficiência de irrigação e as melhorias tecnológicas no sector da energia podem reduzir as captações de água, no entanto não são suficientes para salvar o sul da Europa do *stress* hídrico.

3.2. Impacto de cenários de alterações climáticas no recurso

Nesta secção será estudado o impacto na disponibilidade dos recursos energéticos renováveis que advém das alterações espectáveis nas variáveis climáticas.

3.2.1. Recurso Hídrico

Os impactos das alterações climáticas, em particular de precipitação, no recurso hídrico avaliam-se traduzindo as variáveis climáticas, a longo prazo, em escoamento. Vários modelos hidrológicos avaliam os impactos do clima através do escoamento, utilizando a precipitação e cenários de temperatura de GCM.

A variação do fluxo de um rio depende do volume e tempo de precipitação, e em alguns casos, do degelo. Resultados de estudos (IPCC, 2007b) para o cenário A1B mostram a existência de escoamento crescente em zonas de elevadas latitudes e zonas tropicais húmidas e uma diminuição nas áreas de médias latitudes e tropicais secas. Nas áreas onde a precipitação e o escoamento são muito baixos, como é o caso das zonas de deserto, pequenas alterações no escoamento podem provocar elevadas mudanças percentuais. Em algumas áreas nas quais se prevê o aumento do escoamento, são esperados efeitos diferentes consoante a estação do ano, nomeadamente, um aumento do escoamento na estação húmida (Inverno) e uma diminuição na estação seca (Verão).

Arnell (2004) estudou o impacto das alterações climáticas no recurso hídrico segundo cenários de emissões e socioeconómicos e através do modelo HadCM3, tendo concluído que em 2050 uma variação da população de 10% pode diminuir ou aumentar cerca de 15 a 20% do stress hídrico. Afirmou ainda que as áreas onde o recurso hídrico se encontra em maior stress são: bacias hidrográficas do Mediterrâneo, África Central e do Sul, Europa e América Central e do Sul. As áreas que se encontram com um nível de *stress* hídrico aparentemente decrescente são o sul e o leste da Ásia.

Alterações na temperatura podem afetar o escoamento. Milly *et al.* (2005), utilizando GCM, identificaram os principais impactos sobre o escoamento líquido através de alterações na temperatura do solo e na humidade relativa, mesmo em situações em que não existe alteração na precipitação. O escoamento deverá aumentar no Atlântico e no norte da Europa e diminuir no centro, no Mediterrâneo e na Europa de leste. Os resultados do modelo projetaram uma diminuição de 10 a 30% do escoamento, no sul da Europa, até 2050.

Alcamo *et al.* (2007) realizaram um estudo em que apresentam os cenários globais de *stress* hídrico para 2050 e analisam a importância relativa dos dois principais fatores que o influenciam este stress: as alterações na disponibilidade de água devido às alterações climáticas, e as mudanças na captação de água devido a tendências socioeconómicas. Para tal utilizaram dois cenários climáticos (cenários A2 e B2 do IPCC) a partir de dois modelos climáticos (ECHAM4/OPYC3 e HadCM3) para avaliar as forças motrizes (população, crescimento económico, procura de eletricidade, alterações tecnológicas e alterações climáticas) que influenciam os recursos hídricos. O modelo *WaterGAP*, que inclui o *Global Hydrology Model* e o *Global Water Use Model*, é utilizado para calcular o impacto da socio-economia e das alterações climáticas sobre os recursos hídricos no futuro.

Alcamo *et al.* (2007) mostraram que as alterações no clima (nomeadamente, a precipitação e a temperatura) poderiam ter um grande efeito sobre a disponibilidade de água no futuro e sobre o nível de *stress* hídrico, como mostra a Figura 3.6. Os padrões vão de encontro ao já referido por Arnell (2004).

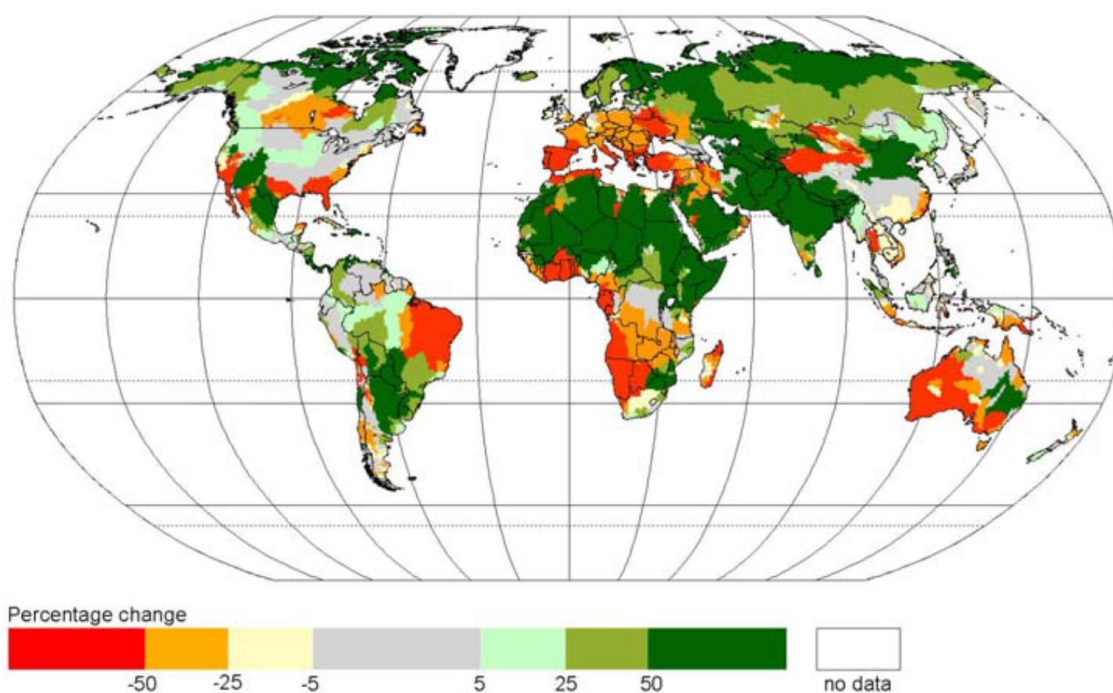


Figura 3.6 - Alterações na disponibilidade média anual de água para a década de 2050, comparativamente ao período de 1961-1990, segundo o cenário A2 (Alcamo *et al.*, 2007).

É possível verificar que, de uma forma geral, a disponibilidade hídrica aumenta em muitas regiões. No entanto, no sul da Europa, e no caso particular de Portugal, existe uma diminuição da disponibilidade hídrica em 2050 que poderá ser de 50% da disponibilidade hídrica atual. A Tabela 3.4 sintetiza os impactos das alterações climáticas na disponibilidade de água na Europa, para diferentes intervalos de tempo (2020, 2050 e 2070) segundo cenários (A1B, A2 e B1) baseados nos modelos ECHAM4 e HadCM3.

Tabela 3.4 – Impacto das alterações climáticas na disponibilidade de água na Europa, em diferentes intervalos de tempo (IPCC, 2007b).

Horizonte de tempo	Impacto na disponibilidade de água
2020	Aumento do escoamento anual no norte da Europa até 5-15% e diminuição no sul até 0-23%. Diminuição do caudal de Verão.
2050	Diminuição do escoamento anual até 20-30% no sudeste da Europa.
2070	Aumento no escoamento anual no norte até 30% e diminuição até 6-36% no sul. Diminuição do caudal no Verão até 80%. Diminuição do risco de secas no norte da Europa, aumento do risco de secas na Europa Ocidental e do Sul.

3.2.2. Recurso Eólico

A disponibilidade do recurso eólico depende do tempo e das condições climáticas. A densidade da energia do vento é determinada pelo balanço energético global e pelo movimento atmosférico (Schaeffer *et al.*, 2012).

Os principais fatores que afetam a disponibilidade do recurso são a distribuição geográfica e a variabilidade da velocidade do vento (Pryor & Barthelmie, 2010). O recurso sofre impactos diferentes tendo em conta a sua distribuição ao longo do globo e a variabilidade da velocidade do vento define a viabilidade económica da exploração do recurso e a capacidade instalada de produção elétrica.

As projeções de velocidade do vento são obtidas para diferentes altitudes, visto que a velocidade varia significativamente com a altitude. No entanto, a velocidade do vento que importa realmente estudar é a que se situa acima dos 50 metros (cubo da altura da turbina). Existem variáveis climáticas que podem afetar o perfil vertical do vento, como é o caso da rugosidade do terreno. Esta pode variar de acordo com o tipo de cobertura vegetal e os impactos das alterações climáticas sobre a vegetação (Ebinger & Vergara, 2011).

As alterações no padrão do vento têm implicações significativas no potencial do recurso eólico e por conseguinte no potencial energético. Torna-se assim importante quantificar as alterações na disponibilidade energética do vento de forma a incentivar o desenvolvimento da produção de energia eólica durante o presente século.

Sailor *et al.* (2008) estimou impactos significativos na produção eólica causados pelas alterações climáticas no nordestes dos EUA. Até ao final do século, o recurso energético deverá diminuir até 40% nos meses de Verão e de Primavera, não sofrendo alterações nos restantes meses. Esta redução resulta de uma diminuição de 5-10% na velocidade do vento. Simulações para a costa oeste da América do Sul demonstraram aumentos da velocidade média do vento até 15% (Garreaud & Falvey, 2009), o que implica um aumento da disponibilidade do recurso.

Na China, o impacto não se espera que seja tão elevado, no entanto, através da utilização de GCM e segundo o cenário IPCC SRES A1B, espera-se que haja uma redução de 14% na disponibilidade de energia eólica, até 2100 (Ren, 2010). Reduções semelhantes no potencial eólico deverão ocorrer em regiões de elevadas latitudes como é o caso da Europa Ocidental (Honnery & Moriarty, 2009).

De modo a avaliar os efeitos das alterações climáticas no recurso vento para o período 2071-2100, na Europa, Räisänen *et al.* (2004) utilizaram um RCM para os cenários IPCC SRES A2 e B2. O estudo mostra um aumento da velocidade do vento de cerca de 8% no norte da Europa, um decréscimo na região do Mediterrâneo e um pequeno aumento no leste Europeu, para o cenário A2 do IPCC.

Kjellström (2004) e Pryor *et al.* (2005) vão de encontro ao estudado por Räisänen *et al.* (2004). A partir de simulações regionais baseadas no modelo global ECHAM4 e no cenário A2, verificaram que existem evidências de pequenos aumentos no recurso anual eólico e um aumento substancial da densidade energética durante o Inverno. Na Europa central e em França, deverá existir um ligeiro aumento na velocidade média do vento, no Inverno e alguma diminuição na Primavera e no Outono.

Walter *et al.* (2006) utilizaram um conjunto de dados de velocidade de vento da Alemanha para o período 1951-2001 de forma a realizar projeções para o período 2070-2099. Concluíram que deverá ocorrer um aumento da velocidade do vento durante o Inverno, principalmente sobre o Mar Báltico (2,0 m/s) e no Mar do Norte (7,0 m/s) e uma diminuição no Mediterrâneo (2,0 m/s) no Verão. Na Alemanha deverá ocorrer um aumento de 0,5 m/s no Inverno.

Através de RCM foi possível realizar projeções para o recurso eólico no Reino Unido e Irlanda, para a estação do Verão. No Reino Unido deverá ocorrer uma redução de 5% na velocidade do vento, enquanto na Irlanda do Norte os impactos deverão ser maiores, atingindo uma redução de 15% a sudeste. Os autores afirmam que ao ocorrer um aumento da velocidade do vento no Inverno, o potencial de produção eólica também irá aumentar, no entanto não existe informação quantitativa à cerca deste último (Mideksa & Kallbekken, 2010).

Ainda para a zona da Irlanda, Lynch & Nolan (2006) realizaram simulações para diferentes cenários e mostraram que existem diferentes impactos no potencial energético do vento consoante a estação do ano. Deverá ocorrer um aumento de 4-8% na velocidade do vento durante a estação de Inverno, ao contrário da estação de Verão, onde ocorrerão diminuições.

No final do século XXI, a densidade energética deverá aumentar a norte e diminuir no sudeste da Europa, no Inverno. Até 2100, no norte da Europa, deverá aumentar o recurso eólico e as velocidades extremas do vento. Pelo contrário, a formação de gelo, tanto em terra como no mar, deverá diminuir, o que beneficiará a indústria de energia eólica (Pryor & Barthelmie, 2010). Outros estudos para o Norte da Europa indicam que a densidade média anual de energia eólica deverá ser 50% dos valores atuais (IPCC, 2011).

A variabilidade na velocidade do vento e na densidade energética estão inerentes à variação das escalas temporais, e no contexto da indústria de energia eólica são muitas vezes quantificadas utilizando índices de vento. Quando as escalas de tempo são curtas, a variabilidade leva a um *output* de eletricidade variável e a uma necessidade de previsão a curto prazo. Em escalas de tempo longas (por exemplo sazonal), os índices de vento são relevantes na ligação procura e produção, fiabilidade de produção energética e economia dos projetos. A variabilidade inter-anual pode ditar a viabilidade económica de um parque eólico.

A variabilidade inter-anual histórica, em grande parte da Europa, é de cerca de 10-15%. Por sua vez, a variabilidade inter-anual da velocidade média do vento é caracterizada por uma distribuição normal com um desvio padrão de 6%. No entanto, as pesquisas realizadas até hoje, indicam que deverá ser pouco provável que a velocidade média do vento e a densidade

energética tenham uma alteração superior à variabilidade inter-anual atual (15%) sobre a maior parte da Europa (Pryor & Barthelmie, 2010).

Para além da diminuição da velocidade do vento que é esperada para o sul da Europa, espera-se que ocorram também temperaturas altas e baixa humidade que afetam negativamente a disponibilidade de energia eólica.

3.2.3. Recurso Solar

O recurso da energia solar pode ser afetado pelas alterações climáticas através de alterações no conteúdo atmosférico de vapor de água, na nebulosidade, precipitação, turbidez e até mesmo nas características das nuvens que afetam a transmissividade atmosférica. A ocorrência destas mudanças pode afetar a produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica e energia solar concentrada (Cutforth & Judiesch, 2007).

Ao serem avaliados os parâmetros climáticos, nomeadamente a cobertura das nuvens e a radiação solar na superfície solar para o século XXI, foi possível verificar que o padrão de variação média global mensal de radiação solar não ultrapassa o valor de 1%, variando de modelo para modelo (IPCC, 2007c).

As projeções do IPCC mostram que a intensidade de valores extremos na distribuição global da radiação solar tende a diminuir ao longo da África sub-sariana e aumentam no Médio Oriente (Ebinger & Vergara, 2011).

Bartók (2010b) estimou as alterações causadas pelas alterações climáticas na radiação para o sudeste Europeu. No seu estudo afirma que existe um impacto positivo no recurso solar, nomeadamente um aumento da radiação solar que poderá ser de 5,8% comparativamente com a radiação obtida no período 1992-1996.

Quando ocorre uma diminuição elevada de precipitação, existe a possibilidade de ocorrência de secas e a cobertura de nuvens é baixa, o que traz implicações positivas para a produção de energia solar.

Em Portugal, e segundo as projeções para a radiação e nebulosidade observadas no capítulo 3.1.4., é possível afirmar que deverá ocorrer um aumento significativo da radiação e uma diminuição da nebulosidade. Este facto permite inferir que poderá existir um aumento na disponibilidade do recurso solar durante o século XXI, face à disponibilidade atual.

Atualmente não há nenhuma evidência que indique que existe um impacto substancial das alterações climáticas no recurso solar, embora algumas pesquisas sobre o escurecimento (*dimming*) e brilho global indiquem que existe um impacto provável na radiação. A incerteza no padrão das alterações parece ser bastante grande, mesmo para grandes áreas da Terra (IPCC, 2011).

3.3. Impacto de cenários de alterações climáticas na tecnologia

A presente secção reúne informação relativa ao impacto das tecnologias renováveis de cenários de alterações climáticas, pondo em causa o fornecimento oportuno de energia e a produção elétrica.

Atualmente, as principais fontes de energias renováveis na Europa são a energia hidroelétrica e a energia eólica. No entanto, o estudo de Krewitt *et al.* (2009) afirma que a energia renovável com maior potencial técnico no mundo, até 2050, é a energia solar.

A produção e distribuição de eletricidade são dependentes das variáveis climáticas, pondo em causa o fornecimento de energia. Os mecanismos através dos quais as alterações climáticas influenciam o fornecimento de eletricidade diferem consoante a tecnologia. Por esta razão serão analisados separadamente a energia hidroelétrica, energia eólica e energia solar.

3.3.1. Energia Hidroelétrica

Embora a produção de energia hidroelétrica seja afetada pelas alterações climáticas, à escala global, é um dos sectores menos afetados negativamente. Apesar de algumas regiões sofrerem diferentes mudanças, pode haver uma pequena vantagem na produção total de energia hidroelétrica mundial.

A quantidade de eletricidade produzida por um sistema hídrico depende:

- 1) Descarga/caudal (quantidade de água que passa através da turbina por unidade de tempo);
- 2) Altura a que está a fonte de água;
- 3) Eficiência e capacidade de produção da turbina.

Os fatores como o padrão geográfico de precipitação, a temperatura e o degelo, afetam o escoamento e os níveis dos reservatórios, que por sua vez conduzem a mudanças na produção elétrica. A diminuição ou aumento da precipitação depende da área geográfica e da estação do ano, mas a evaporação deverá aumentar devido às temperaturas ascendentes. Os regimes de descarga devem assim sofrer alterações no futuro. No entanto, nem todos os países serão igualmente afetados, visto que uns são mais dependentes da energia de fonte hídrica do que outros. Para avaliar os impactos das alterações climáticas sobre a energia hidroelétrica apenas o ponto 1) tem sido utilizado como fator de avaliação.

Embora se preveja que a precipitação aumente a nível global, existem regiões do mundo que irão sofrer secas. A diminuição do caudal dos rios, como resultado das mudanças no clima, leva ao declínio da produção de energia hidroelétrica. A possibilidade da queda na produção põe em causa a viabilidade económica do sistema, reduzindo os investimentos neste tipo de energia e os retornos financeiros (Harrison & Whittington, 2002).

O sistema hidroelétrico de Batoka Gorge, no rio Zambeze, foi usado como um caso de estudo para validar o modelo criado por Harrison & Whittington (2002) e prever o impacto das alterações climáticas sobre o caudal do rio, a produção de eletricidade e o desempenho financeiro. As simulações com cenários de alterações climáticas evidenciaram a sensibilidade do sistema hidroelétrico face às mudanças no clima: reduções significativas no caudal do rio; produção de energia em declínio; redução da receita de vendas de eletricidade e, consequentemente, um impacto adverso sobre uma série de medidas de investimento. Os autores preveem reduções no caudal dos rios em 2080, a variar entre 10% a 35%, sendo maior que a variação da precipitação prevista (redução de 1,6% a 17,6%). Esta redução implica uma diminuição na produção de eletricidade de 6,1% a 21,4%.

Segundo Vicuna *et al.* (2007) existem dois objetivos importantes para o funcionamento de um sistema de energia hidroelétrica:

- 1) Produzir energia nos períodos em que a procura é elevada e a energia tem maior valor;
- 2) Minimizar o *spilling* (água perdida sem produzir eletricidade).

No estudo, Vicuna *et al.* (2007) referem que a produção de energia elétrica e as suas receitas diminuem em cenários de alterações climáticas mais secos e aumentam em cenários com condições húmidas. Espera-se que os sistemas hidroelétricos localizados nas bacias com caudais significativos durante o final da Primavera e início do Verão sejam afetados pelas mudanças no tempo de vazão, como previsto em condições de alterações climáticas, caso não haja capacidade suficiente de armazenamento para acomodar essas alterações. Se o sistema tiver uma capacidade suficientemente grande de armazenamento, o efeito do tempo não deverá afetar a capacidade de produção deste.

Lehner *et al.* (2005) estudou o impacto das alterações climáticas no potencial de energia hidroelétrica para a Europa através da aplicação do modelo *WaterGAP* para cálculo das descargas. O estudo foi dividido em duas partes:

- 1) O potencial hidroelétrico bruto é analisado de forma a delinear a distribuição geral e a tendência do recurso hídrico na Europa. A análise do potencial hidroelétrico desenvolvido das centrais já existentes permite ter uma visão da produção de eletricidade atualmente e no futuro.
- 2) Foi desenvolvido um novo conjunto de dados a partir de 5 991 centrais hidroelétricas na Europa, fazendo distinção entre centrais com e sem reservatório.

A análise dos impactos das alterações climáticas no potencial hidroelétrico bruto pode fornecer uma indicação geral das tendências regionais, mas não permite retirar conclusões imediatas sobre as mudanças na produção de hidroeletricidade de um país. Como exemplo, Lehner *et al.* (2005) afirma que uma redução nas descargas de uma região onde existem poucas centrais hidroelétricas não implica que o fornecimento de energia global seja afetado. O potencial hidroelétrico desenvolvido permite que se faça uma interpretação mais realista das alterações

na produção hidroelétrica futura, ou seja, corresponde ao potencial hidroelétrico bruto que é ou deverá ser utilizado nas centrais hidroelétricas.

No cálculo do potencial hidroelétrico bruto são utilizados dois métodos (método A e método B) e considerado que 1 m³ de escoamento produzido a uma altitude de 1 000 m acima do nível do mar representa 9,8 MJ (ou 2,8 kWh) de energia potencial. No método A, o potencial de energia hidroelétrica bruto é atribuído inteiramente à célula na qual o escoamento é produzido. No método B, tanto o escoamento produzido no interior da célula e a descarga a partir de células a montante são contabilizados.

Os dois métodos mostram diferenças ao nível do potencial hidroelétrico bruto de cada país da Europa. Para Portugal, o método B indica quase o dobro do potencial do método A (51,2 TWh/ano e 32,3 TWh/ano, respectivamente). Isto é explicado pelo facto de Portugal receber descargas substanciais de Espanha, que apenas são contabilizadas no método B. O potencial hidroelétrico bruto actual na Europa é estimado em, aproximadamente, 3 300 TWh/ano.

No entanto, este potencial deverá sofrer um decréscimo de cerca de 6%, na década de 2070 (método B, HadCM3), na Europa. No caso de Portugal, o método A indica um decréscimo de 6% enquanto o método B, o decréscimo pode atingir os 18,1%. O método B utilizado para projetar o potencial hidroelétrico bruto fornece assim um bom indicador para as alterações no potencial hidroelétrico desenvolvido.

A energia hidroelétrica desenvolvida pode sofrer alterações no futuro devido a mudanças na capacidade instalada e/ou no escoamento disponível. No estudo de Lehner et al. (2005) apenas foram analisadas as descargas como causa de alterações futuras. Para que a análise fosse realizada foram feitas duas suposições: (1) O potencial hidroelétrico desenvolvido (eletricidade fornecida) é proporcional à capacidade instalada na central; (2) uma alteração no “escoamento utilizável” tem um efeito diretamente proporcional na produção elétrica.

Para obter os resultados das alterações no potencial hidroelétrico desenvolvido, em todas as centrais hidroelétricas georreferenciadas foram simuladas as descargas segundo os modelos climáticos ECHAM4 e HadCM3, ambos para 2020 e 2070. Foram ainda distinguidas as alterações no potencial hidroelétrico desenvolvido para o modelo HadCM3, em 2070, segundo o tipo de reservatório.

À escala do país, as alterações no potencial hidroelétrico desenvolvido refletem geralmente as alterações no escoamento. A Figura 3.6 mostra que existe uma tendência de diminuição do volume de escoamento para o sul da Europa de mais de 25% e um aumento superior a 25% para o norte da Europa, causado por alterações na precipitação e temperatura.

Prevê-se que o potencial hidroelétrico desenvolvido sofra uma diminuição de 7-12% na Europa até 2070. Em Portugal, a diminuição é mais acentuada, atingindo uma redução de 22% segundo o modelo HadCM3. Pode ainda referir-se que Portugal é dominado por reservatórios de rios transfronteiriços e que a redução do potencial hidroelétrico será mais notada nas centrais sem reservatório.

Mima & Criqui (2009) avaliaram os impactos das alterações climáticas no futuro através do modelo POLES (*Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*). O modelo faz uma simulação dos cenários mundiais de energia, tendo em conta restrições ambientais, e descreve as vias de desenvolvimento energético, a procura energética, o fornecimento de combustíveis, as emissões de GEE, e os preços dos utilizadores finais, a nível internacional, até 2100.

Para avaliar o impacto das alterações climáticas na produção de energia hidroelétrica, Mima & Criqui (2009) recorreram ao estudo de Lehner *et al*, (2005). Os resultados obtidos indicam que existe um aumento médio global na produção hidroelétrica, causada pelas alterações climáticas, de 3,7% e de 6,8%, para 2050 e 2100, respetivamente. A Figura 3.8 mostra que a produção hidroelétrica mundial beneficiará com o impacto das alterações climáticas, atingindo cerca de 4 300 TWh, em 2050 e 6 000 TWh, em 2100.

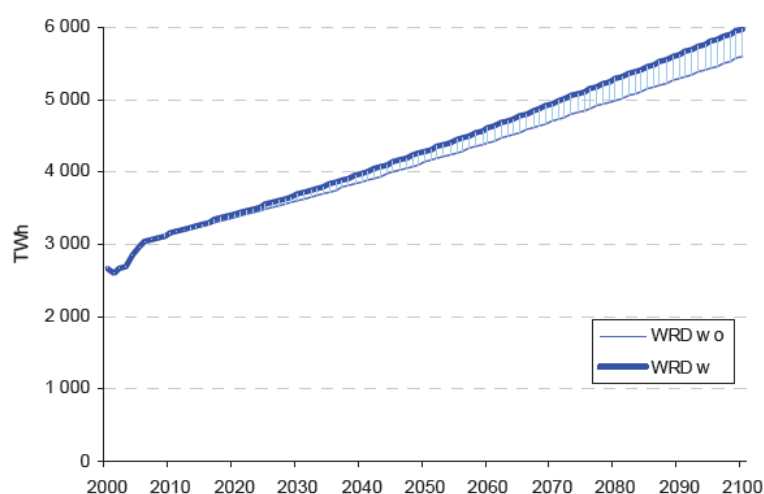


Figura 3.7 - Produção hidroelétrica mundial (TWh) com e sem impactos das alterações climáticas (WRD w e WRD w o, respetivamente), para 2050 e 2100 (Mima & Criqui, 2009).

Na maior parte das regiões do globo existe um aumento da produção hidroelétrica, como é o caso da América do Norte (7% em 2050 e 12% em 2100), ao contrário da Europa Ocidental, onde haverá uma diminuição (3,7% para 2050 e 2,4% para 2100). A Europa Ocidental parece ser a única região do globo que deverá sofrer uma diminuição da produção hidroelétrica face às alterações climáticas (WEUR w) (Figura 3.8).

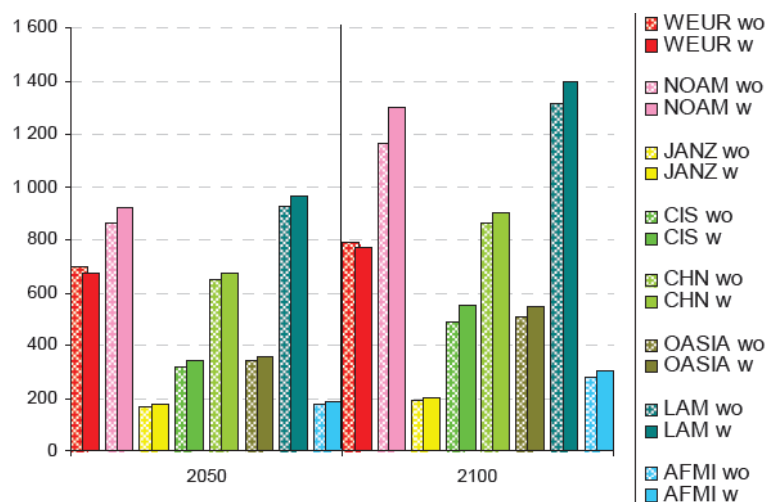


Figura 3.8 – Produção hidroelétrica (TWh) com e sem impactos das alterações climáticas (WRD w e WRD wo, respetivamente), por região, para 2050 e 2100 (Mima & Criqui, 2009). WEUR – Europa Ocidental; NOAM – América do Norte; JANZ – Japão e Pacífico; CIS – Países da antiga União Soviética; CHN – China; OASIA – Índia e resto da Ásia; LAM – América latina; AFMI - África e Médio Oriente.

É visível que embora haja um ligeiro aumento na produção hidroelétrica na Europa Ocidental, de 2050 para 2100, as alterações climáticas provocarão sempre uma diminuição da produção, (que deverá variar entre 680 e 800 TWh), em ambas as décadas. A América Latina e a América do Norte são as regiões do globo que deverão produzir mais energia hidroelétrica, notando-se uma diferença mais acentuada face a um cenário de alterações climáticas, em 2100, na América do Norte.

Hamududu & Killingtveit (2010) avaliaram os impactos das alterações climáticas na produção hidroelétrica global em 2050, através da utilização de um conjunto de simulações de modelos regionais de alterações no escoamento, calculado a partir de simulações de 12 GCM diferentes (IPCC AR4 2007, cenário A1B). No estudo, os autores constataram que enquanto as áreas que se encontram nas latitudes médias devem sofrer reduções no caudal, e portanto, reduções no *output* de energia, outras áreas como o norte da Europa, a África Oriental e o Sudeste Asiático devem aumentar a produção hidroelétrica.

A Figura 3.9 mostra que, por exemplo, para o caso de Portugal, as reduções na produção hidroelétrica podem variar entre 3 000 e 8 000 kW em 2050. Segundo o estudo, os países que têm uma elevada dependência da produção hidroelétrica são também aqueles que deverão enfrentar reduções no escoamento. Os países como a África do Sul, Afeganistão, Tadjiquistão, Venezuela e partes do Brasil, assim como o sul da Europa enfrentam um potencial de redução na produção de 70 GWh/ano, até 2050.

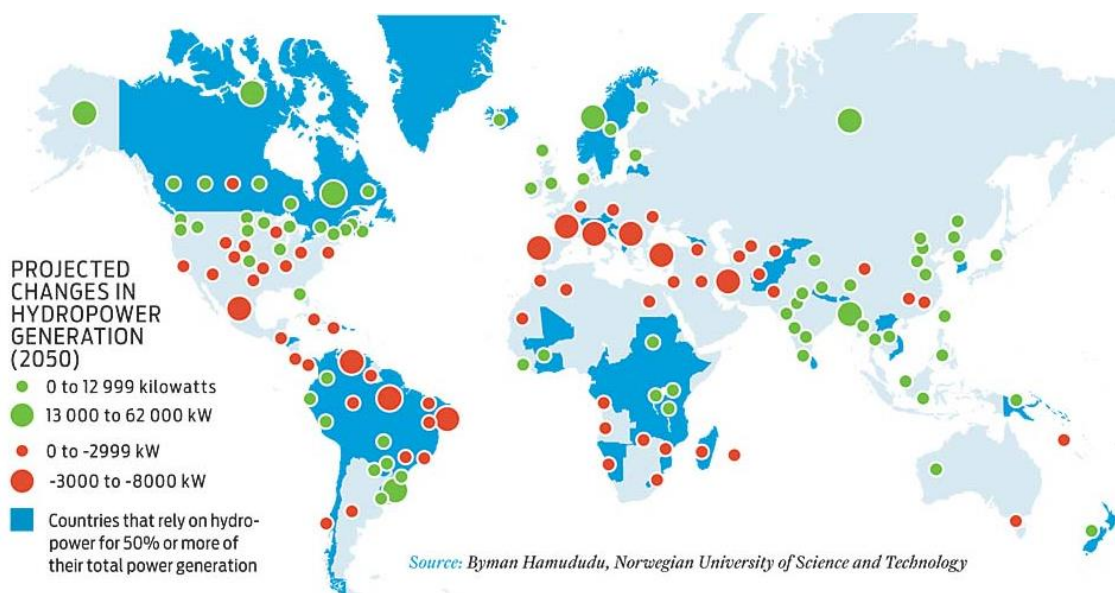


Figura 3.9 – Alterações previstas na produção hidroelétrica no mundo, em 2050 (Ebinger & Vergara, 2011).

Num estudo posterior, os mesmos autores concluíram que a Europa é o único continente onde o potencial de produção hidroelétrica é negativo. A redução calculada é de 0,2%, sendo inferior à redução de 6%, encontrada por Lehner *et al.* (2005). Uma razão pode ser que o estudo de Hamududu & Killingtveit, (2012) mostra as mudanças até 2050, enquanto Lehner *et al.* (2005) faz projeções para 2070, tornando-se difícil fazer comparações. A nível global, a produção de energia hidroelétrica deverá ter um aumento muito ligeiro por volta de 2050, de cerca de 0,46 TWh, correspondendo a um aumento de 0,1% no potencial de produção de energia (Hamududu & Killingtveit, 2012).

Hamlet *et al.* (2010) mostraram que até 2080, na região do noroeste do Pacífico, qualquer aumento de produção hídrica no Inverno é compensado por reduções no Verão, com o total de reduções anuais a variar entre 2,6-3,2%.

Seljom *et al.*, (2011) analisaram os efeitos das alterações climáticas no sistema energético Norueguês, dando especial importância aos impactos das alterações climáticas na produção de energia através do vento e da água. As projeções foram realizadas para 2050 segundo os cenários IPCC SRES A2, B2 e IS92a. O potencial hidroelétrico calculado para o cenário Base foi de 149 TWh/ano, no entanto o potencial nos cenários com alterações climáticas teve uma adição de 5-20 TWh/ano.

Em Portugal, o projeto SIAM utilizou os cenários climáticos futuros do modelo HadCM3, e considerou que deverá ocorrer um aumento de produção nas centrais hidroelétricas localizadas no norte de Portugal, causado por um aumento da precipitação de Inverno no Noroeste da Península Ibérica, e uma redução nas centrais hidroelétricas (incluindo as mini-hídricas) no centro e sul, devido à diminuição dos caudais do rio e a uma maior evaporação (Santos *et al.*, 2002).

Trigo *et al.* (2004) analisaram os impactos na produção de energia causados pela influência da Oscilação do Atlântico Norte na precipitação de Inverno e no escoamento dos rios Douro, Tejo e Guadiana. Constataram que existe uma tendência positiva da oscilação que contribui para a diminuição dos caudais, representando uma ameaça para a economia de Portugal e Espanha.

Mais recentemente, Mourato & Moreira, (2011) avaliaram a redução da estimativa da energia produzida em mini-hídricas localizadas no sul de Portugal, tendo em conta a redução da disponibilidade de água para o final do século. Foi considerada a bacia hidrográfica da Barragem de Alvito como situação de referência e 15 cenários de alterações climáticas resultantes de projeções de precipitação total diária e temperatura média diária de três RCM e dois GCM para o cenário A2. Os resultados variam consoante o cenário climático, no entanto na maior parte do ano, os caudais médios diários para os cenários de alterações climáticas são inferiores aos caudais médios diários de referência. Os resultados projetaram ainda uma redução do número de horas de funcionamento das turbinas entre 16% e 56% e uma redução da estimativa da energia produzida entre 51% e 90%.

De forma geral, os resultados apresentados nos estudos aqui relatados são consistentes. Pode-se verificar que existem impactos ao nível dos países e/ou regiões, e que a nível global o impacto causado pelas alterações climáticas na produção hidroelétrica deverá ser positivo. No entanto, na Europa, e no caso particular de Portugal, a produção hidroelétrica deverá sofrer um impacto negativo. Existe discrepância nos valores mencionados pelos autores, o que poderá ser justificado pela aplicação dos métodos e pelos diferentes intervalos de tempo estudados, tornando-se difícil fazer uma comparação direta.

3.3.2. Energia Eólica

A expansão da capacidade de energia eólica instalada está preparada para desempenhar um papel fundamental na mitigação das alterações climáticas. No entanto, a energia eólica é também suscetível a alterações climáticas. Provavelmente algumas mudanças associadas à evolução do clima irão trazer benefícios para a indústria de energia eólica, enquanto outras mudanças podem trazer impactos negativos para o seu desenvolvimento.

Alterações na performance dos sistemas de energia eólica provocadas pelas alterações climáticas podem resultar de alterações na velocidade e intensidade do vento, na intensidade da turbulência e eventualmente na densidade do ar. Pequenas modificações nos padrões do vento podem traduzir-se em alterações significativas na produção energética, mesmo que os níveis médios de vento se mantenham constantes. Estas alterações põem em risco, não só a viabilidade económica da exploração dos recursos eólicos, mas também a fiabilidade da produção de eletricidade tendo em conta a capacidade instalada.

Santos *et al.* (2002) analisou as séries de dados fornecidas pelos modelos HadCM3, HadRM e PROMES tendo concluído que existem pequenas modificações nos níveis de intensidade do

vento, no entanto, os modelos de alterações climáticas não indicam que deverá existir uma alteração significativa na produção de eletricidade, a partir das turbinas eólicas, até 2100.

A densidade do ar afeta a densidade energética do vento, que por sua vez afeta o *output* de potência das turbinas eólicas. Como este é inversamente proporcional à temperatura do ar, ao aumentar a temperatura do ar, irá conduzir a reduções da densidade do ar e da produção de energia. Um aumento da temperatura do ar de 5°C leva a uma diminuição na densidade do ar de 1-2%, com uma diminuição proporcional na densidade energética (Pryor & Barthelmie, 2010).

O estudo de Pryor & Barthelmie (2010) foi mencionado por Moriarty & Honnery (2012) que afirmam que deverão ocorrer pequenas reduções no potencial da produção eólica europeia: <3% em 2050 e <5% em 2100. Este estudo refere ainda a diminuição da necessidade de técnicas *de-icing* para as turbinas eólicas. Embora o estudo de Pryor & Barthelmie (2010) tenha verificado que deverá existir um aumento da magnitude de velocidades extremas do vento no norte e centro da Europa, não existem estudos que avaliem o potencial impacto da ocorrência destes eventos extremos no potencial de produção de energia eólica.

A formação de gelo no mar pode afetar a fundação das turbinas dos parques eólicos *offshore*, tal como alterações nas condições de *permafrost* também podem influenciar o funcionamento e manutenção dos parques eólicos Laakso *et al.* (2003). No norte da Europa as turbinas eólicas são prejudicadas pela ocorrência de neve e gelo. Existe uma diminuição de eficiência das turbinas quando a energia eólica é produzida nestas condições. Um ponto positivo das alterações climáticas é o derretimento de gelo nestas regiões.

Um estudo realizado na Escandinávia, concluiu que a eficiência das turbinas eólicas aumenta com as alterações climáticas, na medida em que o tempo em que existe cobertura de gelo deverá sofrer um decréscimo de 5-100% (Mideksa & Kallbekken, 2010).

Segundo Fenger (2007), uma velocidade do vento de 3 m/s pode produzir 16 W/m² de energia eólica. Por sua vez, quando a velocidade do vento aumenta quatro vezes, 12 m/s, a produção pode chegar a 1 305 W/m². Isto demonstra que uma pequena variação na velocidade do vento pode originar largos efeitos na produção de energia.

Um estudo realizado em 46 locais situados na região do Mar Báltico teve o objetivo de investigar o potencial impacto das alterações climáticas na produção de energia eólica, segundo o cenário IPCC SRES A2. Concluíram que deverá ocorrer um aumento de 15% do potencial energético nesta região, no entanto existe ainda uma grande incerteza associada a estas estimativas (Fenger, 2007).

Harrison *et al.* (2008) estudaram os impactos na produção *onshore* no Reino Unido causados por alterações na velocidade do vento, tendo concluído, como em outros estudos, que o potencial da produção eólica é mais elevado no Inverno e mais baixo no Verão. Para 2080, verificaram um aumento da velocidade média anual do vento de 0,5%, provocando um aumento de 1,4% na produção eólica. Em relação às simulações sazonais realizadas para

2100, concluíram que a energia eólica no Inverno tende a aumentar até 15% e poderá diminuir até 10% no Verão. As alterações na Primavera e Outono são menores.

Simulações para o Mar do Norte para o cenário B2 mostram que a energia eólica *offshore* deverá aumentar 3-9% devido ao aumento da velocidade do vento (Mideksa & Kallbekken, 2010).

O estudo de Seljom *et al.* (2011) mostra que a alteração na velocidade do vento varia entre 0,1-0,35 m/s. Referem ainda que a velocidade média do vento aumentará menos de 2%. Por sua vez, a produção de energia eólica aumentará pelo menos 6%, ou 50 GWh/ano.

A ocorrência de eventos extremos, como é o caso do aumento brusco da velocidade do vento ou a formação de gelo, têm implicações no design e operação das turbinas eólicas (Wang, *et al.*, 2009). As turbinas funcionam atualmente até velocidades do vento de 25 m/s. Quando a velocidade do vento aumenta e ultrapassa o nível máximo de velocidade, a tensão nas turbinas aumenta, o que faz com que não aumente o output de energia, mas pelo contrário, haja uma redução de produção eólica.

As diferenças dos resultados ao nível regional encontradas nos estudos são causadas por diferenças nos dados de velocidade do vento e parâmetros-chave de entrada, incluindo a velocidade mínima assumida do vento de forma a ser explorado, restrições do uso do solo, densidade da energia eólica e desempenho do parque eólico (Hoogwijk *et al.* 2004).

3.3.3. Energia Solar

As projeções de temperatura e radiação implicam uma alteração no potencial de energia solar, como já visto anteriormente. No entanto, a energia solar tem maior disponibilidade no Verão, o que se torna uma característica muito importante pois permite complementar a energia eólica, que apresenta maior potencial no Inverno (Mideksa & Kallbekken, 2010).

O sistema CSP é um processo de produção de energia térmica, o que faz com que a sua eficiência possa ser alterada por variações na temperatura. Além disso, o CSP com base em sistemas de produção de energia solar segue um ciclo Rankine, que requer o aumento da utilização de água possuindo no entanto uma eficiência de produção mais baixa (Ebinger & Vergara, 2011). Assim, o aumento das temperaturas e a possível ocorrência de ondas de calor pode influenciar o funcionamento dos sistemas CSP, nomeadamente a perda de eficiência.

Segundo Murphy (2009), por cada 1% de redução na luz solar que atinge a Terra, existe uma diminuição de 4-10% na produção de energia através de sistemas CSP. É esperado que a produção de energia através de CSP seja afetada pelas alterações climáticas, devido a alterações na nebulosidade, no entanto não existem estudos aprofundados nesta área.

A produção de energia solar pode ser afetada por eventos climáticos extremos, alterando a eficiência das células fotovoltaicas e por conseguinte, reduzindo a produção elétrica de energia solar fotovoltaica.

Fidje & Martinsen (2006) estudaram o efeito das alterações climáticas nos sistemas fotovoltaicos do norte da Europa, utilizando os cenários A2 e B2, do IPCC, para o período 2071-2100. Verificaram que em ambos os casos há uma diminuição da radiação solar global e um aumento da temperatura. Estas alterações provocam uma diminuição da eficiência dos sistemas fotovoltaicos. O estudo utilizou um painel fotovoltaico, em Oslo, que permitiu verificar que quando a radiação solar global diminui 2%, a produção de eletricidade das células solares reduz-se, aproximadamente 6%.

Santos *et al.*, (2002) afirmam que embora as temperaturas elevadas afetem negativamente o desempenho das tecnologias solares, estes efeitos são mais do que compensados pelo aumento da disponibilidade de radiação no Verão, em Portugal. O sistema fotovoltaico pode beneficiar das alterações climáticas, ocorrendo um aumento entre 2-9% na produção das células fotovoltaicas.

A investigação dos impactos das alterações climáticas na tecnologia solar é ainda muito insuficiente, não permitindo obter informação consistente sobre o assunto. No entanto, como foi visto, a disponibilidade do recurso deverá aumentar em Portugal, aumentando consequentemente a capacidade de produzir eletricidade.

De uma maneira geral, o impacto das alterações climáticas provoca a diminuição da procura de aquecimento e aumenta a procura de arrefecimento, comparativamente com os níveis de 1961-1990. No caso do sul da Europa, as alterações climáticas deverão provocar o aumento da procura de energia para arrefecimento, o que aumenta os picos de fornecimento de energia elétrica no Verão.

A Tabela 3.5 resume os impactos no sector energético, nomeadamente na disponibilidade do recurso e no fornecimento de energia hidroelétrica, eólica e solar, causados pelas alterações climáticas.

Em relação às necessidades de aquecimento e arrefecimento Giannakopoulos *et al.* (2005), afirmam que até 2050, na zona do Mediterrâneo, duas ou três semanas por ano deixarão de necessitar de aquecimento, por outro lado, duas ou três semanas (ao longo da costa) e cinco semanas (zona do interior) terão necessidade de arrefecimento.

Estima-se que haja uma redução até 10% das necessidades de energia para aquecimento e até 28% de aumento das necessidades de arrefecimento até 2030, para a região a sudeste do Mediterrâneo. A procura de eletricidade para arrefecimento pode chegar aos 50% até 2080, em Espanha e Itália. Os picos da procura de energia elétrica durante as ondas de calor no Verão são iguais ou superiores aos picos da procura de energia elétrica durante os períodos frios no Inverno, nestes países (IPCC, 2007d).

Tabela 3.5 – Vulnerabilidade do sector energético face aos impactos das alterações climáticas (Ebinger & Vergara, 2011).

	Tecnologia renovável	Impactos do clima			Impactos no sector energético
		Geral	Específico	Adicional	
Disponibilidade do recurso	Hídrica	- Escoamento	- Sazonalidade de caudais - Eventos extremos	- Erosão - Sedimentação	- Redução da energia garantida - Aumento da variabilidade interanual - Aumento da incerteza
	Eólica	- Características do vento em campo, alterações no recurso eólico	- Alterações na densidade e velocidade do vento - Aumento da variabilidade do vento	- Alterações na vegetação	- Aumento da incerteza
	Solar	- Transmissividade atmosférica	- Teor de água - Nebulosidade - Características das nuvens	- Poluição/poeira e absorção de humidade pelo espectro solar	- Impactos positivos e negativos
Fornecimento de energia	Hidroelétrica	- Disponibilidade de água - Sazonalidade	- Variabilidade do recurso hídrico - Aumento da incerteza do output esperado de energia	- Impacto na rede elétrica - Desperdício provocado por produção excessiva - Eventos extremos	- Aumento da incerteza - Revisão da fiabilidade do sistema - Revisão das necessidades de transmissão
	Eólica	- Alteração na distribuição da frequência de velocidade do vento	- Aumento da incerteza do output de energia	- Tempo de vida curto reduz o risco associado às alterações climáticas - Eventos extremos	- Aumento da incerteza
	Solar	- Redução da eficiência das células solares	- Eficiência das células solares diminui com o aumento da temperatura	- Eventos extremos	- Redução da energia produzida - Aumento da incerteza

4. METODOLOGIA

O principal objetivo desta dissertação é avaliar o impacto de cenários de alterações climáticas no sistema energético português. A metodologia utilizada incidiu em grande medida em informação extraída de estudos de impactos das alterações climáticas no sistema energético, nomeadamente nos impactos causados na disponibilidade dos recursos e tecnologias renováveis. Esta informação permitiu inferir sobre o potencial de alteração dos recursos renováveis (potencial hidroelétrico, eólico e solar), para Portugal durante o século XXI.

Posteriormente foram realizadas projeções sobre as possíveis trajetórias do sistema energético português, considerando diferentes cenários, com recurso ao modelo TIMES_PT. O exercício de modelação possibilitou a obtenção de valores de capacidade elétrica instalada e eletricidade produzida para quatro cenários, para o período 2010 a 2070. Proporcionou ainda a realização de projeções de consumo de energia final e a análise de custos. A metodologia seguida encontra-se esquematizada na Figura 4.1.

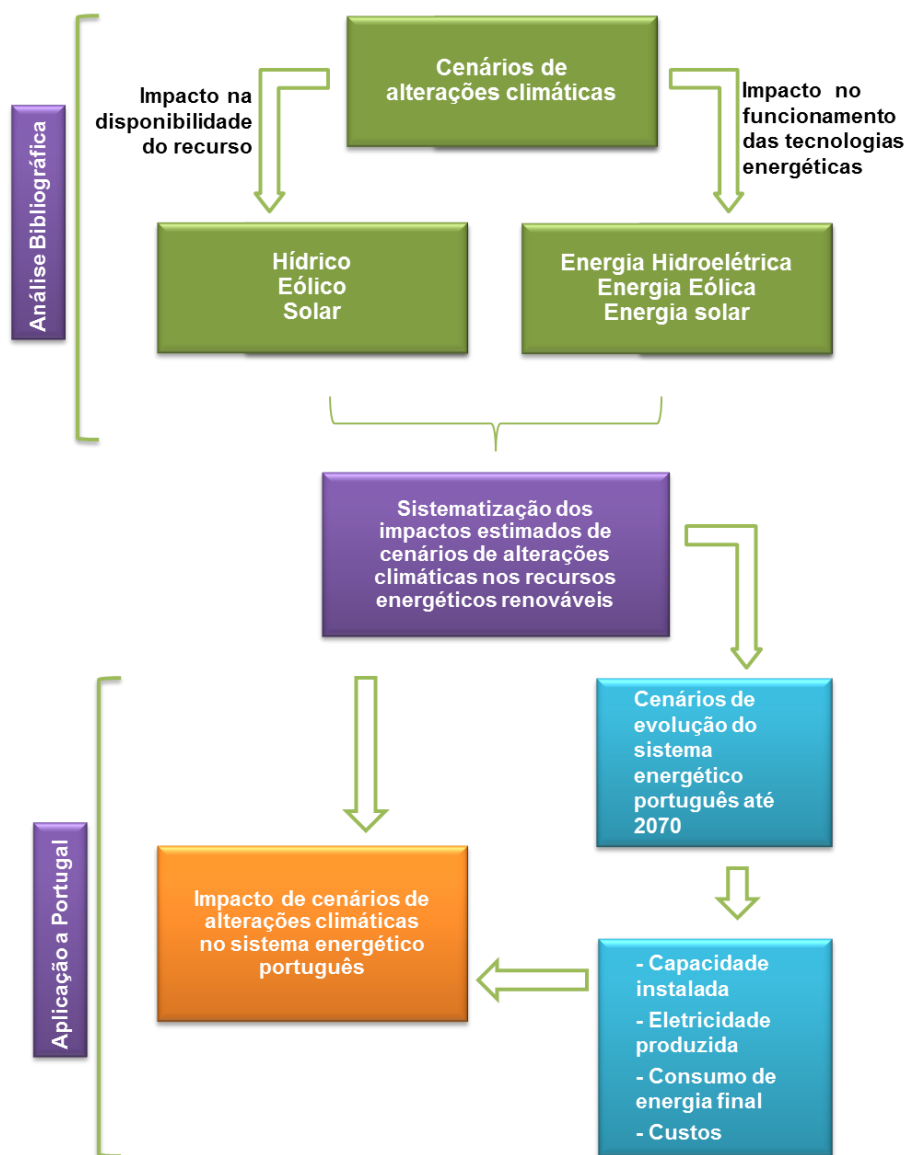


Figura 4.1 – Esquematização da metodologia utilizada.

4.1. Sistematização dos impactos estimados de cenários de alterações climáticas nos recursos energéticos renováveis

As Tabela 4.1 e Tabela 4.2 foram construídas a partir da literatura mencionada no capítulo 3 e sistematizam os impactos na disponibilidade e no fornecimento energético de recursos renováveis, por áreas geográficas e para intervalos de tempo diferentes. O objetivo principal é perceber qual o comportamento dos recursos a nível mundial e poder chegar a conclusões para Portugal.

Em ambas as tabelas é atribuída uma letra que varia de A a D e que indica o grau de aderência do estudo à região da Península Ibérica e Portugal. O grau de aderência decresce de A para D. Na Tabela 4.1 a disponibilidade é quantificada com os sinais (+) e (-), que indicam maior disponibilidade e menor disponibilidade do recurso, respetivamente.

Tabela 4.1 – Disponibilidade do recurso renovável face a cenários de impacto de alterações climáticas.

	Área geográfica	Intervalo de tempo	Alteração na variável climática	Disponibilidade do recurso	Cenário	Grau de aderência	Fonte
Recurso hídrico	Portugal	2050		-40%	A2 e B2	A	(Alcamo <i>et al.</i> , 2007)
	Latitudes elevadas e zonas tropicais húmidas	Séc. XXI		+	A1B	B	(IPCC, 2007b)
	Latitudes médias e zonas tropicais secas	Séc. XXI		-	A1B	A	(IPCC, 2007b)
	Europa: Centro, Mediterrâneo, Sul e Leste	2050	-10 a – 30% escoamento	-		A	(Milly <i>et al.</i> , 2005)
	Atlântico e no norte da Europa	2050		+		B	(Milly <i>et al.</i> , 2005)
	Mediterrâneo, África Central e do Sul, Europa, América Central e do Sul	2025-2085		-	A1, A2, B1 e B2	B	(Arnell, 2004)
	Sul e Leste da Ásia	2025-2085		+	A1, A2, B1 e B2	D	(Arnell, 2004)
Recurso eólico	Costa oeste da América do Sul	Séc. XXI	+15% velocidade do vento	+		D	(Garreaud & Falvey, 2009)
	Nordeste dos EUA	Séc. XXI	-5 a -10% velocidade do vento	-40% (Verão)	A1B e A2	C	Sailor, Smith, & Hart (2008)
	Reino Unido	2080	+0,5% velocidade média anual do vento	+	A1B	B	(Harrison <i>et al.</i> , 2008)
	China	2100		-14%	A1B	D	(Ren, 2010)
	Norte da Europa	2071-2100	+ velocidade do vento	+ no Inverno	A2 e B2	B	(Pryor <i>et al.</i> , 2005)
	Europa Ocidental	2100		-		B	(Honnery & Moriarty, 2009)
	Norte da Europa	2071-2100	+8% velocidade do vento	+	A2	B	(Räisänen <i>et al.</i> , 2004)
	Mediterrâneo	2071-2100		- no Verão	A2	A	(Räisänen <i>et al.</i> , 2004)
	Europa Central e de Leste	2071-2100		+ no Inverno	A2	B	(Räisänen <i>et al.</i> , 2004)
	Reino Unido	Séc. XXI	-5% velocidade do vento	- Verão + Inverno		B	(Mideksa & Kallbekken, 2010).
	Irlanda	Séc. XXI	+4 a +8% -15% velocidade do vento	+ Inverno - Verão		B	(Lynch & Nolan, 2006)
	Mar Báltico Mar do Norte	2070-2099	2,0 m/s 7,0 m/s	+ Inverno		B	(Walter <i>et al.</i> , 2006)
	Alemanha	2070-2099	0,5 m/s velocidade do vento	+ Inverno		B	(Walter <i>et al.</i> , 2006)
	Mediterrâneo	2070-2099	-2,0 m/s velocidade do vento	- Verão		A	(Walter <i>et al.</i> , 2006)
	Norte da Europa	2100		+		B	(Pryor & Barthelmie, 2010).

IMPACTO DE CENÁRIOS DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS NOS RECURSOS ENERGÉTICOS
RENOVÁVEIS: SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS ATÉ 2070

	Noruega	2100	+2% velocidade do vento	+	A2, B2 e IS92a	B	(Seljom <i>et al.</i> , 2011)
Recurso solar	Mediterrâneo	2050		+	A1B e A2	A	(Santos <i>et al.</i> , 2002)
	Sudeste Europeu	Séc. XXI	+5,8% radiação	+		B	(Bartók, 2010)
	Norte da Europa	2071-2100	- radiação solar	-		B	(Fidje & Martinsen, 2006)
	Latitudes 50°N e 50°S	Séc. XXI	- nebulosidade	+		A	(Patt <i>et al.</i> , 2010)

Tabela 4.2 – Potencial de produção energética de tecnologias renováveis face a cenários de impacto de alterações climáticas.

	Área geográfica	Intervalo de tempo	Alteração no potencial de produção	Observações	Produção (TWh)	Cenário	Grau	Fonte
Produção hídrica	EUA (noroeste do Pacífico)	2020	-0,8 a -3,4%		117-120	A1B e B1	C	(Hamlet <i>et al.</i> , 2010)
	EUA (nordeste do Pacífico)	2040	-2 a 3,4%		117-119	A1B e B1	C	(Hamlet <i>et al.</i> , 2010)
	Mundo	2050	+3,7%		4300	A1B	C	(Mima & Criqui, 2009)
	Mundo	2050	+0,1%	+0,46 TWh em 2050 face a 2005		A1B	C	(Hamududu & Killingtveit, 2012)
	EUA	2050	-40% -8 a -11%	Rio Colorado Lago Shasta		B2	C	(Mideksa & Kallbekken, 2010)
	Portugal	2050		-3000 a -8000 kW em 2050. -70 GWh/ano até 2050.		A1B	A	(Hamududu & Killingtveit, 2010)
	Europa Ocidental	2050	-3,7%		680	A1B	B	(Mima & Criqui, 2009)
	Europa	2050	-0,2%	-0,8 TWh/ano		A1B	B	(Hamududu & Killingtveit, 2012)
	Noruega	2050	+3 a 13%	+5 a 20 TWh/ano	165	A2, B2 e IS92a	B	(Seljom <i>et al.</i> , 2011)
	Europa	2070	-6%			A1B	B	(Lehner <i>et al.</i> , 2005)
	Portugal	2070	-22%			A1B	A	(Lehner <i>et al.</i> , 2005)
	Escandinávia e norte da Rússia	2070	+15 a 30%			A1B	D	(Lehner <i>et al.</i> , 2005)
	Sul de Portugal	2071-2100	-51 a -90%.	-16 a -56% de redução no nº de horas de funcionamento das turbinas		A2	A	(Mourato & Moreira, 2011)
	EUA (noroeste do Pacífico)	2080	-2,6 a -3,2%		117	A1B e B1	C	(Hamlet <i>et al.</i> , 2010)
	Rio Zambeze (África)	2080	-6,1 a -21,4%	Redução no caudal do rio de 10 a 35,5%		A2	D	(Harrison & Whittington, 2002)
	Mundo	2100	+6,8%		6000	A1B	C	(Mima & Criqui, 2009)

	Europa Ocidental	2100	-2,4%		760	A1B	B	(Mima & Criqui, 2009)
	Portugal	2100		+ Norte - Sul		A1B	A	(Santos <i>et al.</i> , 2002)
Produção eólica	Europa	2050	-3%			A1B e A2	B	(Moriarty & Honnery, 2012)
	Noruega	2050	+6%	+50GWh/ano	12 (onshore) 17 (offshore)	A2, B2 e IS92a	B	(Seljom <i>et al.</i> , 2011)
	Europa	2100	-5%			A1B e A2	B	(Moriarty & Honnery, 2012)
	Reino Unido	2100	+15% -10%	Inverno Verão		A1B	B	(Harrison <i>et al.</i> , 2008)
	Mar Báltico	2071-2100	+15%			A2	B	(Fenger, 2007)
	Mar do Norte	2071-2100	+3 a +9%	Relativo a Offshore		B2	B	(Mideksa & Kallbekken, 2010)
Produção solar	Norte da Europa	2071-2100	-6%	Relativo a PV. Quando a radiação solar reduz 2%		A2 e B2	B	(Fidje & Martinsen, 2006)
	Portugal	2071-2100	+2 a +9%			A1B e A2	A	(Santos <i>et al.</i> , 2002)

4.2. Cenários de evolução do sistema energético português até 2070

4.2.1. Modelo TIMES_PT

O TIMES é um modelo tecnológico de otimização linear, desenvolvido *pelo Energy Technology Systems Analysis Programme* (ETSAP) da IEA e cujo objetivo principal é a satisfação da procura de serviços de energia com o menor custo possível. Para tal, são consideradas, em simultâneo, opções de investimento e operação/manutenção de determinadas tecnologias (de procura e oferta de energia), bem como importações e exportações de energia.

O modelo TIMES_PT representa o sistema energético Português de 2000 a 2070, incluindo os seguintes sectores: oferta de energia primária; geração de eletricidade; indústria; residencial; terciário; agricultura, silvicultura e pescas e transportes. Em cada sector são modelados em detalhe os fluxos monetários, de energia e de materiais associados às diversas tecnologias de produção e consumo de energia, incluindo balanços de massa para alguns sectores industriais. A estrutura do modelo TIMES_PT é apresentada na Figura 4.2, assim como os seus *inputs* e *outputs*.

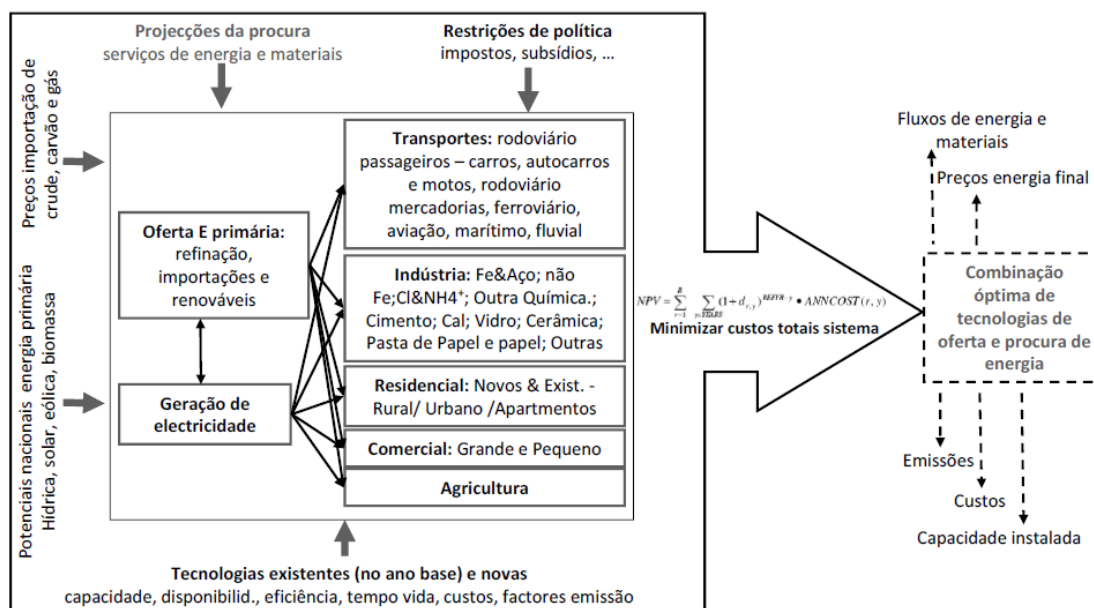


Figura 4.2 - Representação esquemática do modelo TIMES_PT.

De forma a cumprir o objetivo de satisfação da procura energética minimizando os custos, o modelo necessita de quatro *inputs* específicos: procura energética e de materiais; fontes de energia primária disponíveis (nomeadamente, o potencial de utilização de recursos energéticos endógenos), presentemente e no futuro; características técnico-económicas das tecnologias no ano base e no futuro; restrições de política. Em relação aos *outputs*, o modelo permite obter: os custos associados ao sistema energético; os fluxos de energia e materiais associados a cada sector; a capacidade instalada no sector electroprodutor e as emissões sectoriais.

O modelo TIMES_PT foi calibrado e validado para Portugal para 2005, por agentes das indústrias da energia e indústria transformadora. Na presente dissertação, o modelo representa o sistema energético português entre 2010 e 2070 e os sectores estudados serão: oferta de energia primária; geração de eletricidade; indústria; residencial e transportes.

4.2.2. Assunções de modelação

Para que os cenários sejam criados existem condições de modelação que têm que ser definidas, tais como condições de evolução tecnológica e condições de fronteira, para além das condições base de cenarização. A modelação de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) suporta-se em 3 componentes principais:

- Estimativa da procura dos serviços de energia para o horizonte 2070: tarefa exógena ao modelo TIMES_PT, a partir de dois cenários de evolução de parâmetros demográficos e macroeconómicos (Cenário Alto e Cenário Baixo). As narrativas dos dois cenários sócio-económicos são conduzidas por uma caracterização muito contrastada da evolução daqueles parâmetros, como ilustrado na Figura 4.3 para os casos da evolução do PIB e da população. Para a presente dissertação, apenas foi usado o conjunto de resultados derivados do cenário

Alto. O modelo TIMES encontra a solução do sistema energético de mais baixo custo para satisfazer esta procura.

- Base de dados tecnológica, nomeadamente de parâmetros técnico e económicos de tecnologias energéticas (Figura 4.4 e Figura 4.5, Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5) e potenciais endógenos de energia (Tabela 4.6), bem como de condições de fronteira, como preços internacionais de formas de energia primária (Figura 4.6), importações e exportações de energia;
- Desenho dos cenários de análise que constituem as condições a que o modelo deve responder, tendo como objetivo a minimização dos custos do sistema energético, considerando todo o período de modelação e garantindo a satisfação plena da procura de serviços de energia. A descrição dos cenários estudados na presente dissertação é feita na secção 4.2.3.

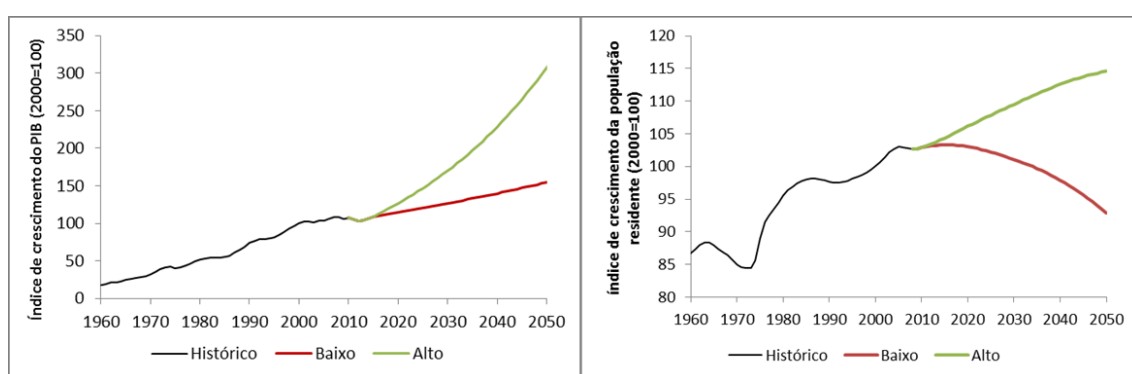


Figura 4.3 - Índice de crescimento do PIB e da População para o cenário Baixo e Alto.

A Figura 4.4 e Figura 4.5 mostram a evolução considerada nos custos das tecnologias de produção de energia a partir do recurso solar e eólico, e que consta na base de dados do modelo.

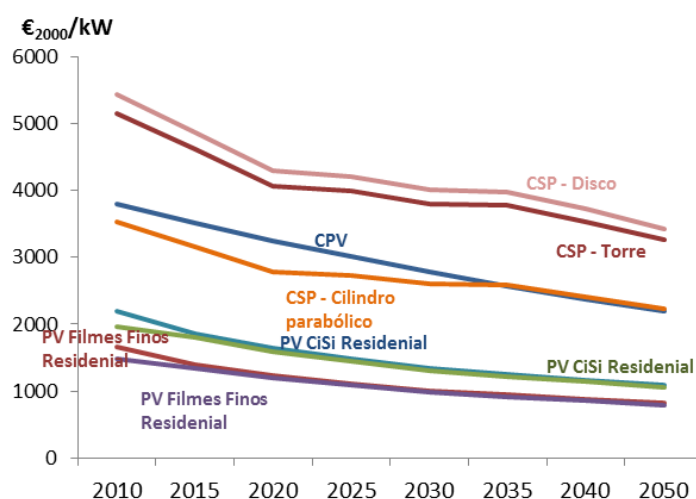


Figura 4.4 – Evolução do custo das tecnologias solar. Fonte PV e CPV: (EPIA/GreenPeace, 2010) Fonte CSP: Valores 2010 - (IEA, 2010c).

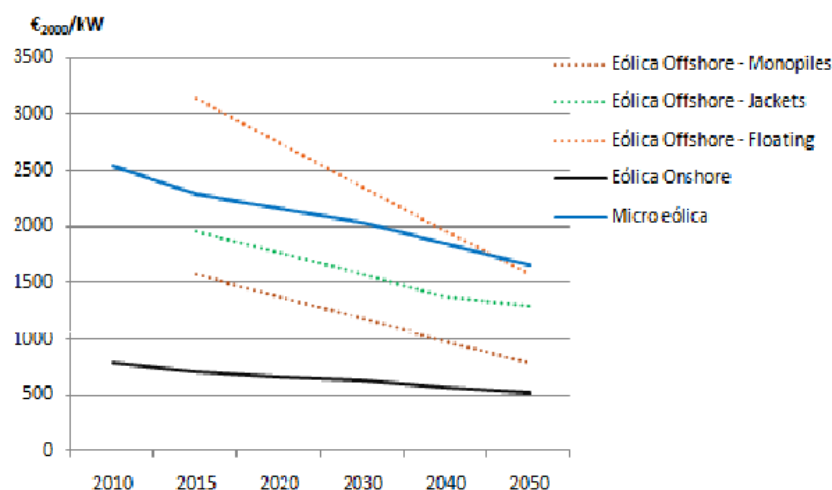


Figura 4.5 - Evolução do custo das tecnologias eólica. Fonte: Ana Estanqueiro, LNEG; Microeólica – Méida entre a tecnologia T_Urban (LNEG) e 1300 (Habiecolgia).

As Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5 apresentam a evolução esperada de parâmetros técnicos das tecnologias solar e eólica, respetivamente a eficiência das tecnologias solar, a capacidade a instalar em tecnologia eólica e os fatores de disponibilidade de ambas as tecnologias.

Tabela 4.3 – Parâmetros técnicos das tecnologias solar: eficiência (%). Fonte: (IEA, 2010b).

Tipologia de tecnologia		Eficiência (%)		
		2010-2015	2015-2020	2020-2050
Silício cristalino		17	19	21
Filmes finos		12	14	16
CPV		23		30
CSP	Torre	20		
	Cilindro parabólico	15		
	Discos	25		

Tabela 4.4 - Parâmetros técnicos das tecnologias eólica: potencial energético nacional sustentável (GW de capacidade a instalar). Fonte: LNEG.

Tipologia de tecnologia	Capacidade a instalar (GW)			Observações
	2020	2030	2050	
Onshore	6,5	7	7,5	Aumento de capacidade a partir de 2020 c/ repowering tecnologia obsoleta
Offshore (nearshore, b<40 m)	0,5	2,5	2,5	
Offshore (deep offshore, b>40 m)	0,25	1,5	7,5	Potencial sustentável 40 GW

Tabela 4.5 - Parâmetros técnicos das tecnologias solar e eólica: fatores de disponibilidade da tecnologia afetados pela eficiência da tecnologia. Nota: valores adotados de valores médios do caso de Espanha, por similaridade de condições de recurso solar.

Tipologia da tecnologia	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
	Primavera			Verão		
PV C-Si	0,18	0,00	0,18	0,22	0,00	0,22
CSP (c/ armazenamento)	0,47	0,00	0,47	0,67	0,00	0,67
Onshore	0,43	0,51	0,34	0,45	0,58	0,26
Offshore	0,22	0,26	0,17	0,23	0,29	0,13
	Outono			Inverno		
	Dia	Noite	Pico	Dia	Noite	Pico
PV C-Si	0,15	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
CSP (c/ armazenamento)	0,33	0,00	0,33	0,15	0,00	0,17
Onshore	0,60	0,63	0,61	0,58	0,66	0,65
Offshore	0,30	0,31	0,31	0,29	0,33	0,33

As condições de fronteira assumidas para a modelação do sistema energético nacional incluem cenários de preços de energia primária do mercado mundial (Figura 4.6), potencial dos recursos energéticos endógenos (Tabela 4.6) e ainda parâmetros financeiros como taxas de atualização. Os potenciais dos recursos energéticos endógenos são uma condicionante para o nível de uso de cada uma das tecnologias.

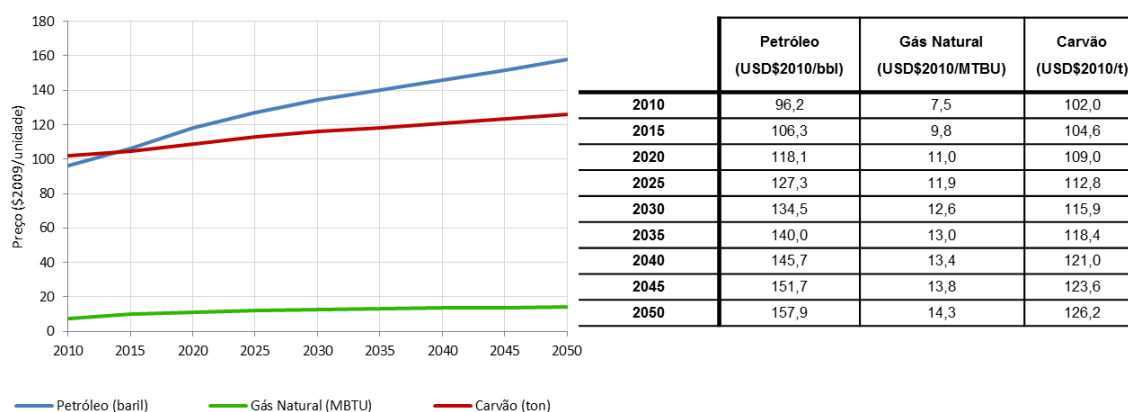


Figura 4.6 – Cenário de preços de energia primária (Fonte: 2010 – DGEG; restantes anos – WEO2011, IEA).

IMPACTO DE CENÁRIOS DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS NOS RECURSOS ENERGÉTICOS
RENOVÁVEIS: SISTEMA ELÉTRICO PORTUGUÊS ATÉ 2070

Tabela 4.6 - Potenciais de recursos endógenos para a produção de eletricidade renovável.

Recurso	Unidades	Utilização Atual	Potencial técnico máximo			Fonte
		2010	2020	2030	2050	
Hídrica	GW	4,821	9,834*			Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico. 2009.
Eólica <i>onshore</i>	GW	3,566	6,50	7,00	7,50	Comunicação pessoal de Ana Estanqueiro. LNEG. 16 Junho 2010.
Eólica <i>offshore</i>	GW	0	0,075	4,00	10,00	LNEG. Ana Estanqueiro, Junho 2010.
Ondas/Marés	GW	0,004	5,00		7,70	Wave Energy Center. Alex Raventos. Abril 2010
Fotovoltaica descentralizada	GW	0,019	9,30			DGEG (MEID) - Montra Tecnológica Solar (Lisboa, 16 Março de 2010); REN (comunicação pessoal)
Fotovoltaica centralizada	GW	0,077				
Resíduos Sólidos Urbanos	PJ	0,088 GW	9,83	9,99	10,43	Extrapolação com base em indicador de RSU incinerado per capita e cenários de RSU elaborados no âmbito do PORTUGAL CLIMA2020.
Biogás	PJ	0,02 GW	17,46	6,9	5,89	Extrapolação PNAC 2006 e GPPAA-MADRP. 2005.
Geotérmica convencional	GW	0,023	0,045	0,077	0,23	Comunicação pessoal de Luís Neves. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. 12 Junho 2010.
Geotérmica (<i>Hot Dry Rock</i>)	GW	0	0,038	0,102	0,750	Comunicação pessoal de Luís Neves. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. 12 Junho 2010.
Biomassa Florestal	PJ	0,46 GW	17,67	30,87		Grupo de trabalho-Direcção Nacional das Fileiras Florestais, Junho, 2010. Comunicação pessoal de Armando Góis. CELPA.
Biomassa (resíduos agrícolas + indústria transf. da madeira)			5,93		INR, 2006.PERAGRI - Plano Estratégico dos Resíduos Agrícolas. Relatório Técnico, Vol 1 - Sumário Executivo. Abril de 2006. Universidade do Minho GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.	
Bioetanol	PJ	-	19,50			GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.
Biodiesel	PJ	-	9,99			GPPAA- MADRP. 2005. Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura Pescas e Florestas.

*Incluindo barragens com características de reversibilidade.

A Tabela 4.7 indica a capacidade instalada no parque electroprodutor em Dezembro de 2010 e as instalações em construção e licenciadas.

Tabela 4.7 – Capacidade total imposta com investimentos decididos em construção/projetados (GW).

	2010: 4,8; 2015: 7,1; 2020: 7,9
Hídrica	2010: Mini-hídricas; 2015: Mini-hídricas, Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Ribeiradio, Baixo Sabor, Venda Nova III, Foz Tua, Salamonde II; 2020: Mini-hídricas, Fridão, Paradela II
Gás Natural (não CHP)	2010. 2015: 3,83 [Tapada do Outeiro e Ribatejo (2,166) + 2 grupos de Lares (0,860)]+2 grupos Pego (0,784)];
Eólica onshore	2010: 3,9; 2015: 5,4;
Eólica offshore	2010: 0; 2015: 0
Biogás	2010: 0,028;
Solar PV Roof Panel	2010: 0,029
Solar PV Centralizado	2010: 0,096
Solar Térmico Concentrado	2015: 0,016
Ondas	2010: 0,0042; 2015: 0,0042
Biomassa não CHP	2010: 0,1; 2015: 0,1;
Resíduos	2010: 0.09; 2015: 0.09;
Carvão	2010. 2015: 1.78; 2020: 0.58

Para modelar o sistema energético português, as taxas de atualização diferenciadas para decisões de natureza privada ou pública consideradas foram: 17,5% para os sectores residencial e transporte individual de passageiros; 12% para os serviços, indústria, cogeração, produção descentralizada de electricidade e transporte de mercadorias; 8% na produção centralizada de electricidade e transporte colectivo de passageiros. Não foram considerados os impostos como o IVA e ISP.

Para além das condições apresentadas, para efetuar a modelação foi necessário ter em consideração os seguintes pontos (Seixas *et al.*, 2012):

- I. É assumida uma obrigatoriedade de produção elétrica mínima de 15% global de base fóssil e hídrica;
- II. Não são modeladas as trocas de eletricidade com Espanha. É assumida uma exportação líquida de 8,3 e 4,4 TWh em 2015 e 2020, respetivamente, e um saldo nulo de 2025 até 2050;
- III. Considera-se a disponibilidade dos aproveitamentos hidroelétricos em todo o período de modelação, equivalente a uma Hidraulicidade média;
- IV. Nos sectores doméstico e terciário, o uso de gás natural tem um limite de 85%.
- V. Não é considerado um limite para sequestro de carbono, assumindo-se a possibilidade de transporte para Espanha, depois de esgotados os reservatórios nacionais;
- VI. A opção da tecnologia nuclear não é considerada, visto o objetivo ser avaliar as tecnologias de recursos endógenos.

Em relação às condições base de cenarização e para o período 2010-2070, foram considerados pressupostos de política energética e climática. Para os pressupostos de política energética, em especial para o período até 2020, consideram-se os seguintes aspetos:

- A capacidade instalada no parque electroprodutor em Dezembro de 2010, e adicionalmente as instalações em construção e licenciadas, tal como explicitado na Tabela 4.7. Nas barragens com características de reversibilidade e que possuem uma produção líquida de eletricidade pouco significativa considerou-se um fator médio anual de disponibilidade de cerca de 2%.
- É assumida a desativação da central termoelétrica de Sines em 2020;
- Não é permitida a entrada de novos grupos a carvão sem a tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS);
- São considerados como adquiridos os objetivos de eficiência energética apresentados no PNAEE para o sector dos edifícios em 2015, face aos instrumentos de informação e promoção de equipamentos mais eficientes. Em relação ao solar térmico, não foi considerada o total da meta definida, devido ao cancelamento de benefícios fiscais em 2012.
- Não é considerado um custo direto de emissão de CO₂ associado às atividades que produzem emissões de GEE. Embora seja criado um preço sombra, pelo modelo que constitui um dos critérios para a decisão custo-eficácia, nos cenários em que se considera um teto de GEE global para o País.
- Não são consideradas metas de E-FRE ou subsídios e *feed-ins* a tecnologias, o que implica que a decisão do modelo com base em critérios de custo eficácia seja feita com base nos custos das tecnologias.

4.2.3. Cenários analisados

A análise de diferentes cenários deverá permitir observar o comportamento do sistema energético face a alterações na disponibilidade de recursos energéticos renováveis, assim como as diferenças perante a adoção de teto de emissões de gases com efeito de estufa. A Figura 4.7 apresenta os cenários analisados neste estudo: cenário de referência (Base), cenário com teto de emissões de gases com efeito de estufa (Base_GEE) e dois cenários que consideram o impacto de alterações climáticas (AC_impact e AC_impact_GEE).

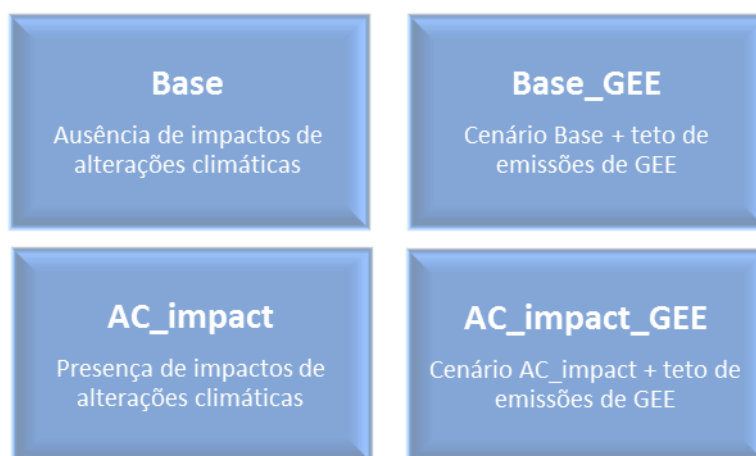


Figura 4.7 – Cenários de evolução do sistema energético português.

O cenário de referência representa a forma como o sistema energético português vai evoluir, não tendo em conta alterações nas políticas e medidas energéticas existentes, nomeadamente, não existe um teto de emissões de GEE. Em relação ao cenário Base_GEE, é assumido um teto de emissões de GEE inspirado no Roteiro Nacional de Baixo Carbono Português e Europeu. O teto fixa o objetivo de redução de 70%, em 2050 e mantido até 2070, face ao valor obtido em 1990 para o sistema energético e processos industriais no ano 2015, por razões de modelo.

Para construir os cenários de impacto das alterações climáticas no sistema energético, foram definidos os cenários de alterações climáticas relativos aos recursos energéticos renováveis, conforme se mostra na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Impactos considerados no potencial de produção elétrica renovável em estudo, em Portugal.

Tecnologia renovável		Impacto no potencial (%)	Cenário	Fonte
Hidroelétrica		- 22% no recurso disponível	IPCC SRES A1B	(Lehner <i>et al.</i> , 2005)
Eólica		- 5% no recurso disponível	IPCC SRES A1B e A2	(Moriarty & Honnery, 2012)
Solar	CSP	+ 8% no potencial de produção	IPCC SRES A1B e A2	(Santos <i>et al.</i> , 2002)
	PV	+ 5% no potencial de produção		

As percentagens indicadas na Tabela 4.8 foram definidas consoante a literatura analisada e os potenciais mencionados na Tabela 4.2. No caso do potencial de energia hidrelétrica, o valor corresponde a uma diminuição no potencial hidroelétrico desenvolvido em Portugal para 2070, face a 2005, segundo o cenário A1B do IPCC e através da aplicação do modelo HadCM3.

A energia eólica apresenta também uma diminuição no potencial de produção. Este valor corresponde a um valor inferido para a Europa de uma forma geral, no entanto pode ser

aplicado especificamente a Portugal visto ter-se verificado através de vários estudos mencionados que no sul da Europa ocorre uma ligeira diminuição do potencial do recurso. Foi aplicado uma diminuição do potencial de 5% para ambas as formas de energia eólica (*onshore* e *offshore*). Ao contrário dos potenciais hidroelétrico e eólico, os potenciais definidos para a energia solar são de um aumento na produção elétrica dos sistemas solares.

Para além da Tabela 4.8, nos cenários de alterações climáticas foi considerada a procura dos seguintes serviços de energia (a partir de 2040 e até 2070), face aos cenários Base (IPCC, 2007d):

- Aquecimento – redução de 10%
- Arrefecimento – aumento de 28%
- AQS – Redução de 3%

Assim, em ambos os cenários de alterações climáticas, AC_impact e AC_impact_GEE, foram alteradas as participações dos recursos renováveis hídrico, eólico e solar e a procura de serviços de energia. Para analisar as diferenças que ocorrem no sistema energético entre cenários com e sem alterações climáticas, tendo também em conta a utilização de teto de emissões, os cenários serão comparados da seguinte forma:

- Cenário AC_impact face ao cenário Base
- Cenário AC_impact_GEE face ao cenário Base_GEE

Ao realizar estas comparações para a capacidade instalada, eletricidade produzida, consumo de energia final e custos, poder-se-á observar: de que forma é que as alterações climáticas podem condicionar ou beneficiar a produção de eletricidade; como é que o sistema energético compensa perdas e ganhos energéticos ao longo do século; quais as formas de energia que serão mais utilizadas e quais as que irão baixar o seu contributo no sistema energético; se a existência de teto de emissões, com e sem impacto de alterações climáticas, provoca grandes modificações no sistema energético.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo encontra-se dividido em três secções:

- I. Impacto de cenários de alterações climáticas em projetos de energia renovável em Portugal.
- II. Evolução do sistema energético português: Cenário de referência e cenário com teto de emissões de gases com efeito de estufa.
- III. Cenários de evolução do sistema energético português: Cenários de alterações climáticas.

A primeira parte relaciona os resultados obtidos através da literatura analisada com a atual situação do sistema energético português e a implementação de projetos que utilizem recursos e tecnologias renováveis.

As secções seguintes dizem respeito aos resultados obtidos através da comparação entre cenários de alterações climáticas e cenários de referência e de mitigação, permitindo obter resultados para a variação da potência instalada, eletricidade produzida, consumo de energia e custos associados, a partir do modelo TIMES_PT.

5.1. Impacto de cenários de alterações climáticas em projetos de energia renovável em Portugal

Atualmente as projeções são realizadas para a instalação e produção de energias renováveis num determinado horizonte do projeto, não contabilizam os impactos causados pelas alterações climáticas. No entanto, como se pode ver ao longo desta dissertação, os cenários indicam que os potenciais hídrico, eólico e solar poderão vir a sofrer alterações significativas.

Tendo em conta as projeções estudadas no capítulo 3, é esperado que a temperatura aumente durante o século XXI, podendo esse aumento chegar a 4°C no Verão de 2070, quando comparada com valores atuais. No mesmo período, a precipitação poderá sofrer uma redução superior a 35%. Estas alterações nos parâmetros climáticos conduzem à ocorrência do aumento de stress hídrico e de secas, que por sua vez diminuem a disponibilidade hídrica.

Segundo os estudos analisados, poderá ocorrer uma redução no escoamento de 36%, havendo ainda estudos que vão mais longe e indicam que o caudal dos rios pode mesmo reduzir cerca de 80%. Esta redução na disponibilidade hídrica implica o declínio da produção de energia hidroelétrica.

O mesmo sucede com a disponibilidade eólica. A velocidade média do vento deverá diminuir, assim como as velocidades extremas de vento, podendo sofrer reduções superiores a 1 m/s. O facto da velocidade do vento e da densidade energética diminuírem, para além dos impactos causados pelas restantes variáveis climáticas, implica uma menor disponibilidade do recurso eólico.

Mesmo que a diminuição na disponibilidade e no potencial de produção elétrica seja mínima, esta pode pôr em causa a viabilidade económica do sistema, reduzindo os investimentos e os retornos financeiros dos projetos que estão a ser implementados e projetados. Desta forma coloca-se a questão: estará o sistema energético português a contabilizar estas alterações?

Olhando para o caso do aproveitamento do recurso hídrico no país, a DGEG indica que o licenciamento no setor hídrico passou de 4 899 para 7 157 MW no período de 2004 a 2011, sendo as grandes centrais hidroelétricas responsáveis por 2 164 MW deste aumento. Atualmente o estado português possui o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), que tem como objetivo a construção de dez novos aproveitamentos hidroelétricos, aumentando a capacidade instalada em 2 055 MW no período 2007-2020, atingindo mais de 7 000 MW de capacidade instalada no país. Para além das novas centrais, deverá ocorrer também um reforço da capacidade instalada em alguns aproveitamentos já existentes. Este plano advém do cumprimento do objetivo estabelecido pelo Governo em termos de produção de energia com origem em fontes renováveis para o ano 2020, redução da dependência energética nacional e redução das emissões de CO₂ (INAG, DGEG, & REN, 2007).

As avaliações ao PNBEPH e as previsões de produção energética no horizonte dos projetos hídricos são realizadas sem que sejam ponderados e contabilizados os impactos causados na produção elétrica pelas alterações climáticas esperadas. O relatório ambiental do PNBEPH apenas refere como ameaça ao projeto, o crescente grau de exigência para a redução de emissões de GEE e como pontos fortes, as condições naturais favoráveis para a produção de energia elétrica por fontes de energia renováveis e a existência de largo potencial hidroelétrico para explorar. É assim necessária a definição de uma metodologia que permita determinar as afluências de escoamento futuras aos aproveitamentos hidroelétricos do PNBEPH e uma posterior avaliação dos impactes na produção de energia hidroelétrica.

Em relação à produção de eletricidade através de energia eólica em Portugal, os dados mais recentes da DGEG mostram que, no final de Novembro de 2012, encontravam-se licenciados 4 537 MW. A potência eólica instalada para a mesma data totalizou 4 420 MW, distribuída por 222 parques com 2 394 aerogeradores, ao longo de todo o território Continental.

Portugal integrou recentemente o grupo de países que investem na energia eólica *offshore* através do projeto *WindFloat*, inaugurado em 2012. Este projeto tem um aerogerador de 2 MW que estará a ser testado por um período mínimo de um ano. Atualmente já está a ser injetada energia na rede através do *WindFloat*.

O Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (INEGI) está a desenvolver dois projetos. Um dos projetos visa realizar uma previsão da produção elétrica de base eólica, através de um contrato com a EPREV (agrupamento complementar de empresas) e o outro faz estimativas do potencial eólico de Portugal Continental, em parceria com a REN. Em ambos os estudos não existe indicação de que os impactos das alterações climáticas venham a ser estudados.

Ao contrário dos recursos energéticos renováveis discutidos até então, a disponibilidade do recurso solar em Portugal deverá aumentar no decorrer do século XXI. A diminuição da nebulosidade e o consequente aumento da radiação, podendo atingir valores superiores a 150 MJ/m^2 em 2050, o que permitirá uma maior produção elétrica. Este aumento da radiação e consequentemente da produção de energia poderá ser afetado negativamente em caso de ocorrência de eventos extremos, como ondas de calor, em que o painel fotovoltaico atinge temperaturas demasiado elevadas.

Segundo a DGEG, de Novembro de 2011 a Novembro de 2012, a tecnologia fotovoltaica foi a que sofreu um maior incremento no licenciamento, passando de 137 MW para 225 MW. Atualmente, a Energia Endógenas de Portugal contabiliza 19 centros electroprodutores solares fotovoltaicos em funcionamento com potência instalada superior a 250 kW. A Associação de Energias Renováveis (APREN) refere que, se fosse instalado em Portugal um milhão de metros quadrados de painéis solares, poderia poupar-se entre 2 a 3% das importações em combustíveis fósseis.

Em relação à produção de CSP, Portugal deveria investir neste tipo de tecnologia. Atualmente não existe nenhuma central em Portugal, no entanto o potencial de produção de eletricidade através de CSP é superior ao potencial fotovoltaico. O caso da instalação da central de CSP em Almería, Espanha, é um exemplo do que poderia ser feito em Portugal.

Segundo a última edição de 2012 do Índice de Atratividade dos Países em Energias renováveis, da *Ernst & Young*, Portugal é o 19º país mais atrativo para investimentos em energias renováveis, apresentando as mesmas oportunidades de investimento em energia eólica e solar.

Embora não se invista tanto em energia solar devido à conjuntura económica atual e ao preço elevado da tecnologia, também é perceptível a falta de informação sobre os impactos das alterações climáticas no país, visto que o recurso solar deverá tornar-se num recurso com potencial acrescido de produção elétrica, e como foi referido anteriormente, os recursos hídricos e eólicos serão afetados negativamente.

5.2. Evolução do sistema energético português: Cenário de referência e cenário de mitigação de emissões de CO₂e

Os cenários Base e Base_GEE são fundamentais para compreender e interpretar a evolução e o comportamento do sistema energético ao longo do século XXI. Esta análise permite realizar posteriormente uma comparação com cenários de alterações climáticas, analisando os impactos causados destes últimos face aos cenários Base e Base_GEE.

Nesta secção serão apresentados os resultados para a capacidade de eletricidade instalada, a eletricidade produzida e o consumo de energia final por sector para os cenários Base e Base_GEE, nos anos 2030, 2050 e 2070. Para uma melhor interpretação da evolução dos cenários serão exibidos os dados da capacidade instalada no parque electroprodutor, a energia produzida e o consumo de energia final, referentes ao ano de 2010.

5.2.1. Capacidade instalada e eletricidade produzida

A capacidade de eletricidade instalada foi analisada segundo a forma de energia utilizada. As maiores alterações ocorreram no cenário onde é aplicado o teto de emissões de GEE em 2050 e 2070, como é demonstrado na Figura 5.1.

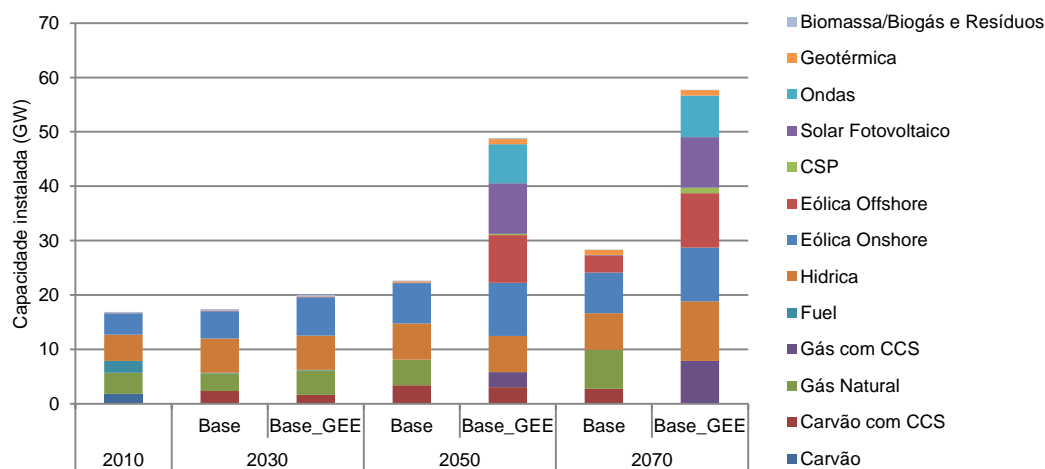


Figura 5.1 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.

Em ambos os cenários para cada um dos anos em estudo verifica-se que existe um aumento significativo na capacidade total de eletricidade instalada face a 2010. O maior aumento ocorre em 2070, segundo o cenário Base_GEE, que apresenta uma capacidade instalada quase 3,5 vezes superior à capacidade instalada em 2010. Esta diferença entre os dois cenários ocorre porque está a ser instalada capacidade de eletricidade renovável no cenário Base_GEE para satisfazer a procura de serviços de energia, enquanto no cenário Base investe-se mais em energia fósseis.

No ano de 2030, o cenário Base_GEE mostra um aumento de 15% de capacidade total instalada em relação ao cenário Base. As formas de energia mais utilizadas são a energia eólica *onshore*, a hídrica, o gás natural e o carvão com *Carbon capture and storage* (CCS). As energias renováveis têm um peso a variar entre 67% (cenário Base) e 69% (cenário Base_GEE) de capacidade instalada em 2030.

Em relação a 2050, a capacidade total instalada no cenário Base_GEE mais que duplica face ao cenário Base. O aumento da capacidade instalada verificada neste cenário deve-se, principalmente, ao aumento de produção elétrica de fonte renovável, a que corresponde quase 90% da capacidade global instalada. As formas de energia que mais contribuem para este aumento são: energia das ondas; solar fotovoltaico; eólica *offshore* e *onshore* e hídrica.

Para 2070, Base_GEE continua a evidenciar uma duplicação face a Base. É de notar o aumento da capacidade de eletricidade instalada de gás com CCS no cenário Base_GEE, ao contrário do Gás natural e do Carvão com CCS que deixam de ser utilizados. A energia hídrica tem a maior capacidade instalada no cenário Base_GEE, seguida da eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar fotovoltaico e energia das ondas. A capacidade instalada para produção de eletricidade através de CSP, energia geotérmica e energia da biomassa é menor que as restantes fontes de energia renovável, no entanto a capacidade total de eletricidade instalada através de fontes de energia renovável é de 86%.

Ao longo do tempo, há uma contínua opção pela eletricidade proveniente de energias renováveis, principalmente nos cenários com teto de emissões de GEE, por ser a mais custo eficaz num cenário de descarbonização.

A quantidade de eletricidade produzida foi analisada segundo a forma de energia utilizada. As maiores alterações ocorrem nos cenários onde é aplicado o teto de emissões de GEE, como é demonstrado na Figura 5.2.

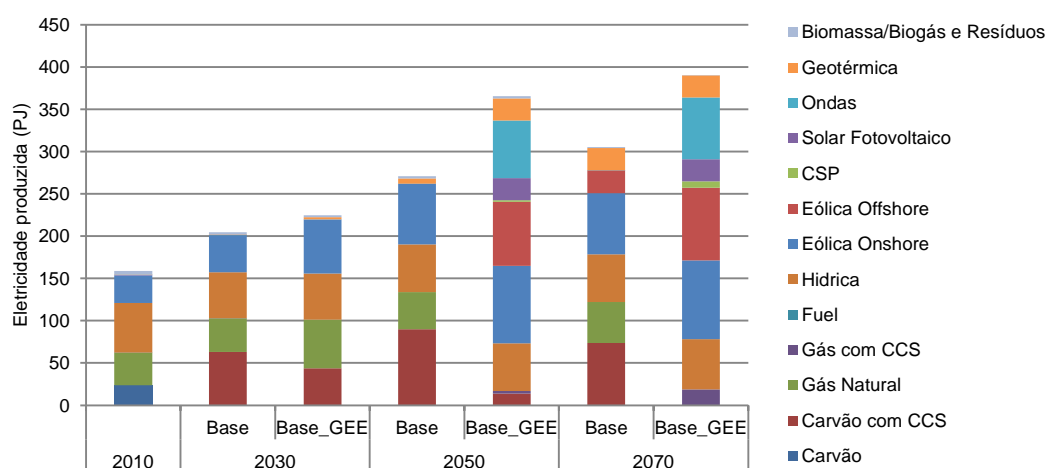


Figura 5.2 - Eletricidade produzida (PJ) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.

A eletricidade produzida em 2030 no cenário Base_GEE foi 10% superior à produzida no cenário Base, assim como para 2050, 35% superior e para 2070, 28% superior. Esta diferença

entre os dois cenários para cada um dos anos em estudo ocorre porque no cenário com teto de emissões compensa investir-se em energias renováveis enquanto no cenário Base, estas são ainda dispendiosas, utilizando-se bastante carvão com CCS e gás natural.

Em 2030, a eletricidade de fonte renovável (RES) contribui com 55% da produção de eletricidade total no cenário Base_GEE e com 50% no cenário Base. Para 2050, existe um aumento da RES em ambos os cenários: 51% da eletricidade produzida no cenário Base e 95% da eletricidade produzida no cenário Base_GEE. Por fim, em 2070, 60% da produção de eletricidade no cenário Base corresponde a recursos renováveis, assim como 95% no cenário com teto de emissões. O teto de emissões presente no cenário Base_GEE implica que haja maior investimento em energias renováveis, aumentando assim a produção de eletricidade de fonte renovável.

Em relação aos recursos energéticos renováveis em estudo, a produção hidroelétrica é comum a todos os anos e cenários, apresentando um ligeiro aumento ao longo do tempo. No entanto a capacidade instalada de hídrica, comparativamente a 2010, aumentou 30% em 2030, 38% em 2050, em ambos os cenários e 38% e 126% em 2070, para os cenários Base e Base_GEE, respetivamente. Isto pode ser explicado pelo facto dos locais de novas instalações hidroelétricas não serem locais de alta produtividade, o que implica menos eletricidade por unidade de capacidade instalada.

No que se refere a energia eólica, a energia eólica *offshore* merece destaque visto que apresenta uma grande contribuição na produção elétrica assim como na sua capacidade instalada a partir de 2050, no cenário com teto de emissões. A Tabela 5.1 resume a evolução do sistema energético português para os cenários de referência.

Tabela 5.1 – Evolução da capacidade instalada e da eletricidade produzida (%) no sistema energético português, para os cenários de referência.

		2010	2030		2050		2070	
			Base	Base_GEE	Base	Base_GEE	Base	Base_GEE
Capacidade instalada (%)	Combustíveis fósseis	47	33	31	36	12	35	14
	Renováveis*	53	67	69	64	88	65	86
Eletricidade produzida (%)	Combustíveis fósseis	39	50	45	49	5	40	5
	Renováveis*	61	50	55	51	95	60	95

*As renováveis incluem a grande hídrica.

É possível observar que a longo prazo e em cenários de mitigação, a participação das energias renováveis atinge valores elevados, podendo mesmo ultrapassar os 90%. Em cenários sem mitigação e em relação à eletricidade produzida, o sistema energético faz um equilíbrio entre os combustíveis fósseis e as energias renováveis, como se pode ver em 2030 e 2050.

5.2.2. Consumo de energia final

A análise do consumo de energia final permite observar quais os sectores que consomem mais energia e de que forma esta energia é consumida nos diferentes cenários, ao longo do tempo. Nesta secção apresenta-se uma análise do consumo de energia final nos sectores dos edifícios e da indústria e o consumo de eletricidade por sector (edifícios, indústrias e transportes).

A Figura 5.3 mostra a evolução do consumo de energia final no sector dos edifícios. Este sector engloba o consumo de energia comercial e residencial. É de referir que o consumo na área residencial é ligeiramente superior ao consumo na área comercial.

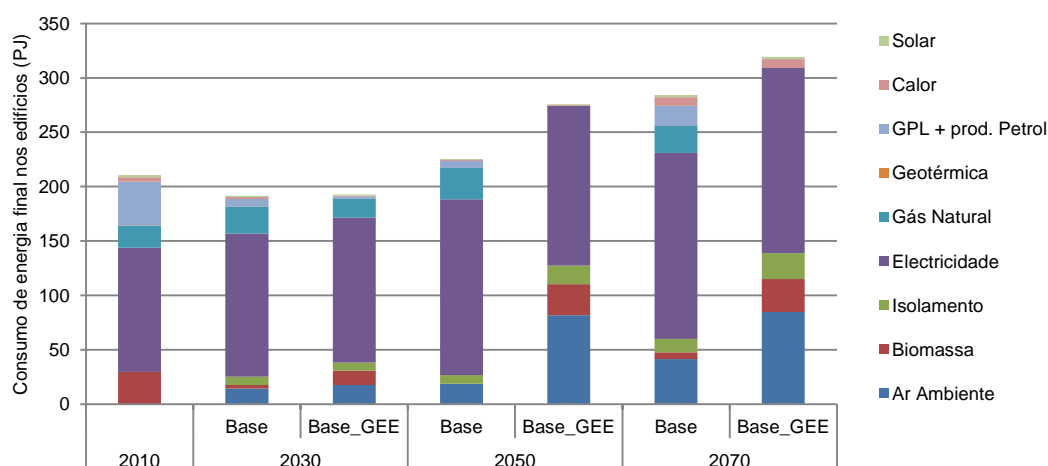


Figura 5.3 - Consumo de energia final nos edifícios (PJ) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.

Existe uma diminuição de 9% no consumo de energia final nos edifícios em 2030 face a 2010, para ambos os cenários, devido essencialmente à eficiência energética que o modelo TIMES_PT decide por razões de custo-eficácia. A biomassa e o GPL juntamente com os produtos petrolíferos baixaram significativamente a sua contribuição.

Em 2050, o consumo volta a aumentar no cenário Base, em cerca de 7% e o cenário Base_GEE tem um aumento de 31%, face a 2010. Em 2070, o consumo de energia final nos edifícios tem um aumento de 35% e 52%, em Base e Base_GEE, respetivamente, face a 2010, devido ao aumento da procura e à eletrificação com a estratégia de descarbonização.

A eletricidade é ao longo do tempo e independentemente do cenário em estudo, a forma de energia mais utilizada. O aumento do consumo de eletricidade deve-se ao aumento de utilização de equipamentos elétricos e à procura de aquecimento e arrefecimento (a eletricidade corresponde a 60% do consumo total de energia no cenário Base em 2070).

É de notar que em Base_GEE existe maior utilização de biomassa, ar ambiente e de isolamento, deixando de usar por completo o Gás Natural e o GPL e produtos petrolíferos, devido à necessidade de reduzir emissões. O isolamento ganha importância na satisfação das necessidades energéticas permitindo que as emissões de CO₂ baixem significativamente.

A Figura 5.4 mostra a evolução do consumo de energia final no sector da indústria. Existe um aumento de 45% no consumo de energia final na indústria em 2030 face a 2010, para ambos os cenários de referência. Em 2050, o aumento é de mais de 100% face a 2010, com o solar e a eletricidade a substituírem o consumo de produtos petrolíferos no cenário com teto de emissões de GEE. Para o mesmo cenário, mas em 2070, o consumo tem um aumento de mais de 200% face a 2010.

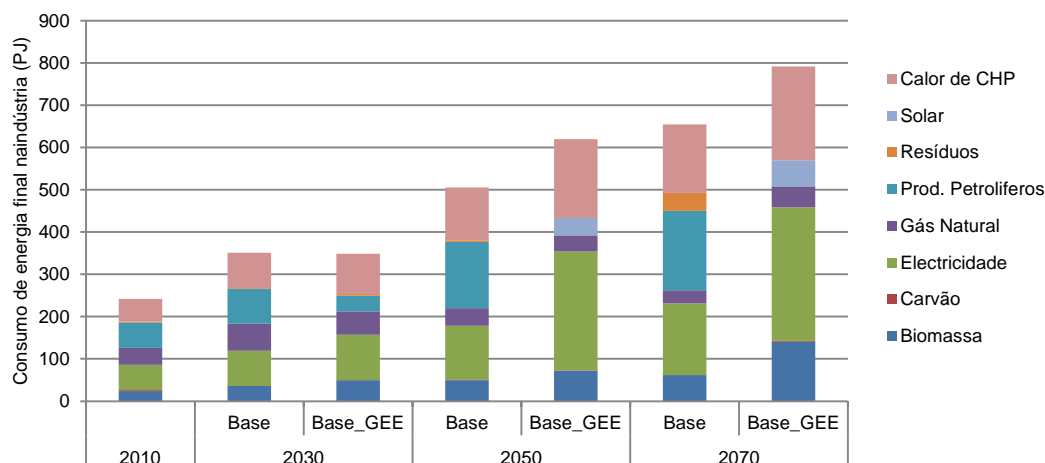


Figura 5.4 - Consumo de energia final na indústria (PJ) para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.

Em 2030, o consumo total de energia final nos edifícios é equivalente em ambos os cenários. Em 2050 e 2070, o cenário Base_GEE tem um consumo de energia de 22% superior ao cenário Base. Este aumento no cenário Base_GEE é causado principalmente pelo aumento na eletricidade, no entanto, a biomassa e o calor de *Combined Heat and Power* (CHP) também apresentam valores elevados. Pelo contrário, o gás natural e os resíduos tendem a diminuir. Existe um aumento brusco na utilização de resíduos no cenário Base em 2070.

A Figura 5.5 permite observar apenas o consumo de eletricidade por sector. Existe um aumento do consumo total de eletricidade ao longo do tempo e para cada ano em estudo existe maior consumo em Base_GEE, comparativamente a Base, como é de esperar.

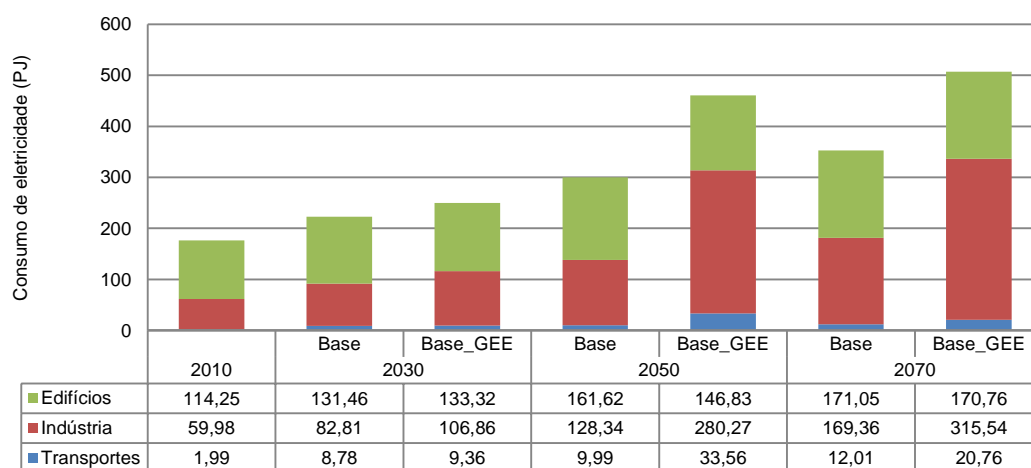


Figura 5.5 - Consumo de eletricidade (PJ) por sector, para o cenário Base e Base_GEE em 2030, 2050 e 2070.

O sector que consome menos eletricidade é o sector dos transportes. O sector dos edifícios é o sector que mais consome eletricidade exceto no cenário Base_GEE em 2050 e 2070, onde a indústria apresenta maiores consumos de eletricidade (cerca de 61% do consumo total de eletricidade). No cenário Base em 2070, ambos os sectores (indústria e edifícios) contribuem com 48% do consumo total.

O aumento no consumo de eletricidade no sector industrial está diretamente relacionado com o Produto Interno Bruto (PIB), portanto existe uma relação inversamente proporcional entre o PIB e os GEE. Esta relação implica que quanto mais a indústria esteja eletrificada e recorra a energias renováveis em detrimento de energias fósseis, maior é a relação custo-eficácia.

5.3. Evolução do sistema energético português: Cenários de impacto de alterações climáticas

A presente secção pretende comparar os cenários de referência e de teto de emissões com os cenários de impacto de alterações climáticas - cenário Base e AC_impact, cenário Base_GEE e AC_impact_GEE – de modo a observar os impactos causados pelas alterações climáticas no sistema energético português e a forma como este responde a estas alterações.

5.3.1. Capacidade instalada e eletricidade produzida

Os impactos de cenários de alterações climáticas podem ser diretamente observados através da capacidade instalada e da produção de eletricidade no sistema energético nacional. A Figura 5.6 e Figura 5.6 mostram as alterações que ocorrem no cenário AC_impact face ao cenário Base, nomeadamente as decisões de investimento em determinadas energias devido aos impactos provocados pelas alterações climáticas.

Em termos absolutos, a capacidade instalada sofre uma diminuição inferior a 1% na capacidade elétrica perante um cenário de alterações climáticas em 2030. Em 2050, existe uma diminuição de 2% e em 2070 não ocorre alteração. Estes resultados vêm demonstrar que, segundo as projeções atuais, as alterações climáticas não irão prejudicar de forma significativa a capacidade elétrica instalada em Portugal, no entanto irão modificar a fonte de energia utilizada.

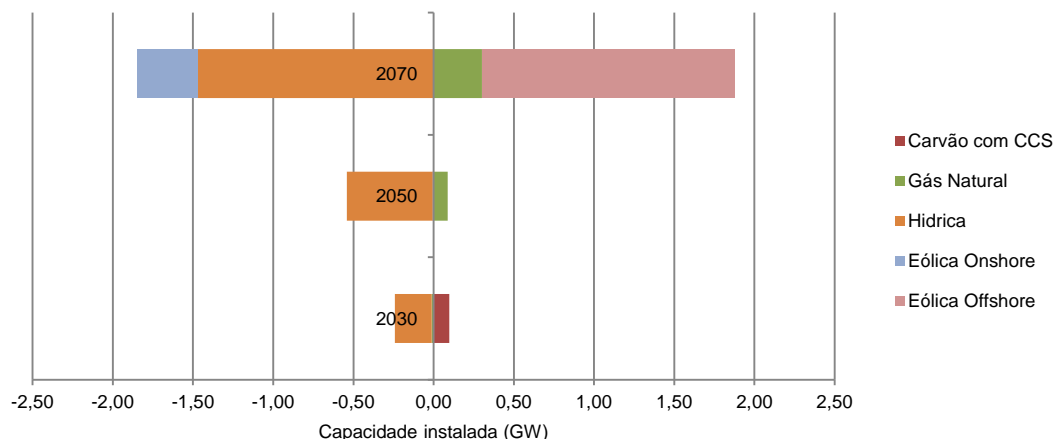


Figura 5.6 – Diferença de capacidade instalada (GW) no cenário AC_impact face ao cenário Base para 2030, 2050 e 2070.

Segundo a Figura 5.6, e observando inicialmente o que ocorre em 2030, perante a redução da disponibilidade da hídrica, o sistema compensa com o investimento em carvão com CCS. Em 2050, a redução acrescida da disponibilidade da hídrica é compensada pelo gás natural. Para 2070, não só existe perda de capacidade instalada de hídrica num cenário de alterações climáticas face ao cenário Base, como também a capacidade instalada de energia eólica diminui. O sistema energético compensa através de eólica *offshore* e gás natural. A longo prazo, assiste-se a uma alteração que pode ser significativa quanto ao tipo de projeto renovável.

Em termos absolutos, a capacidade instalada em hídricas diminuiu 4% em 2030, 8% em 2050 e 22% em 2070 no cenário AC_impact face ao cenário Base, o que faz com que a sua contribuição no sistema energético também diminua. Em 2030, as hídricas contribuem com 35% da capacidade instalada total, em 2050 com 28% e em 2070 com 18%, no cenário AC_impact. Em termos gerais, não existe alteração na eletricidade produzida nos dois cenários para o período analisado.

A Figura 5.7 mostra a menor disponibilidade de hídrica para produção de eletricidade. O cenário AC_impact revela que existe uma diminuição de 2,39 PJ em 2030, 3,84 PJ em 2050 e 12,40 PJ em 2070 de produção hídrica face ao cenário de referência (correspondendo a 4%, 7% e 22% de redução).

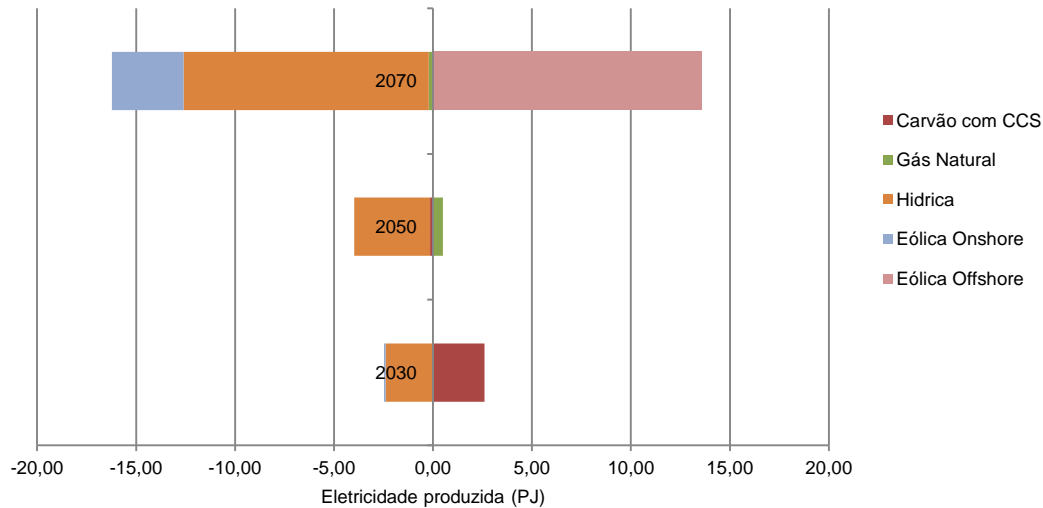


Figura 5.7 - Diferença de eletricidade produzida (PJ) no cenário AC_impact face ao cenário Base para 2030, 2050 e 2070.

Quando se considera um teto de emissões, o comportamento do cenário de alterações climáticas face ao cenário de referência diverge um pouco dos cenários sem teto de emissões, visto que tanto a capacidade instalada como a eletricidade produzida apresentam valores mais elevados. A maior participação de eletricidade nos cenários com tetos de emissões justifica-se pela opção de descarbonização. A Figura 5.8 e a Figura 5.9 permitem analisar o comportamento do sistema energético perante o cenário AC_impact_GEE.

A capacidade instalada de eletricidade diminui em todos os anos analisados quando confrontado com os impactos de alterações climáticas (AC_impact_GEE). Em 2030 e 2050 assiste-se a uma diminuição de apenas 1%, no entanto em 2070, a capacidade instalada diminui 5% em relação ao cenário de referência.

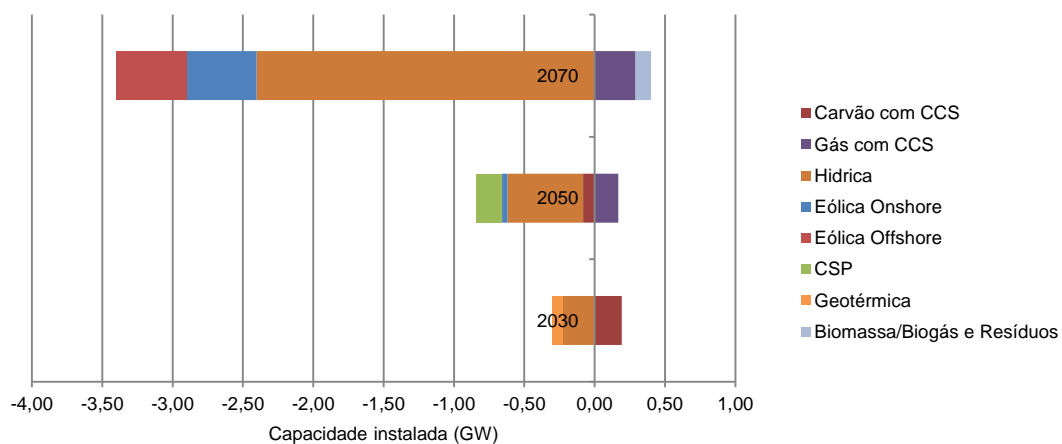


Figura 5.8 - Diferença de capacidade instalada (GW) no cenário AC_impact_GEE face ao cenário Base_GEE para 2030, 2050 e 2070.

A Figura 5.8 mostra que, quando se considera um teto de emissões, a indisponibilidade da hídrica faz com que o sistema adote carvão com CCS e gás com CCS, ao contrário do que se verificou anteriormente em que o CCS não era adotado para o gás.

Em 2030 existe uma diminuição da capacidade de hídrica e geotérmica, sendo compensada pela instalação de capacidade em carvão com CCS. Esta diminuição ocorre porque a energia geotérmica apresenta-se como um tipo de energia com maiores custos. Em 2050, a hídrica aumenta a sua indisponibilidade e existe uma diminuição da capacidade instalada em CSP, compensado com gás com CCS. Em 2070 existe uma diminuição de 3 GW na capacidade instalada total no cenário com impacto das alterações climáticas. Esta diminuição é causada pela diminuição de hídrica e eólica *onshore* e *offshore*, mas compensada com 0,40 GW em gás com CCS e bioenergia, sobretudo biomassa.

O sistema energético não sofre alterações na eletricidade total produzida em 2030 e 2050, reduzindo 2% da produção em 2070 (Figura 5.9). Em 2050 é utilizado além de carvão com CCS, gás com CCS e solar fotovoltaico equilibrando a perda de produção hídrica, CSP e eólica *onshore*. Em 2070, o sistema produz eletricidade através de gás com CSS, CSP, solar fotovoltaico e biomassa/biogás e resíduos.

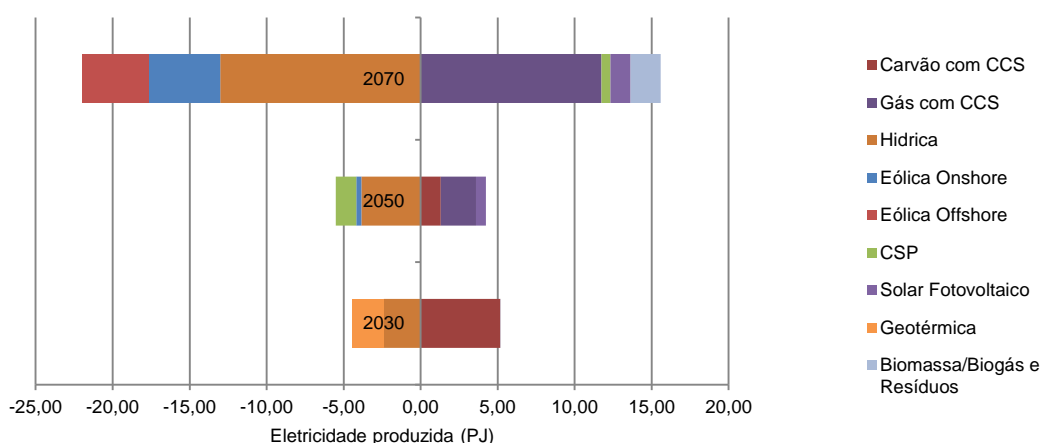


Figura 5.9 - Diferença de eletricidade produzida (PJ) no cenário AC_impact_GEE face ao cenário Base_GEE para 2030, 2050 e 2070.

Uma possível explicação para o facto de em 2070 deixar de ser utilizado carvão com CCS passando a utilizar-se outras formas de energia tem a ver com o tempo de vida das centrais de produção de carvão com CCS, que é de 25 anos. No entanto é de salientar a enorme contribuição do carvão e do gás com CCS, nos cenários com alterações climáticas e teto de emissões. O elevado fator de disponibilidade é crucial para a escolha deste tipo de energias.

O facto de haver um aumento da produção de eletricidade através de carvão com CCS em 2050, tendo em conta que houve uma diminuição da capacidade instalada para o mesmo ano, pode ser explicado porque provavelmente se aumentou a capacidade de carvão com CCS em

anos anteriores devido a características específicas daquele ano (como a humidade) ou porque existiram mais necessidade energéticas.

A Tabela B.1 (Anexo B) permite observar os impactos causados pelas alterações climáticas na produção de eletricidade segundo cenários com e sem teto de emissões de GEE, para cada um dos anos em estudo e por fonte de energia. Os resultados são as diferenças em PJ e % entre os cenários AC_impact e Base e AC_impact_GEE e Base_GEE, para cada forma de energia. A Tabela 5.2 resume a evolução do sistema energético português para os cenários de alterações climáticas.

Tabela 5.2 - Evolução da capacidade instalada e da eletricidade produzida (%) no sistema energético português, para os cenários de alterações climáticas.

		2010	2030		2050		2070	
			AC_impact	AC_impact_GEE	AC_impact	AC_impact_GEE	AC_impact	AC_impact_GEE
Capac. instalada (%)	Comb. fósseis	47	33	32	37	12	36	15
	Renováveis*	53	67	68	63	88	64	85
Eletric. produzida (%)	Comb. fósseis	39	52	47	50	6	40	8
	Renováveis*	61	48	53	50	94	60	92

*As Renováveis incluem a hídrica.

Tal como na Tabela 5.1, na Tabela 5.2 verifica-se que a participação de energias renováveis é superior em cenários com teto de emissões de GEE. No entanto, a contribuição das energias renováveis em cenários com alterações climáticas é ligeiramente inferior face a cenários sem alterações climáticas. Este facto ocorre, porque existe uma tendência para aumentar a contribuição de fósseis com CSS.

5.3.2. Consumo de energia final

Na presente secção não são apresentados os gráficos referentes aos cenários com alterações climáticas tal como foi feito na secção 5.2.2 em relação aos cenários de referência, visto não terem sido identificadas variações significativas no consumo nos sectores. No entanto, os gráficos que permitem comparar os cenários AC_impact e AC_impact_GEE com os respetivos cenários Base e Base_GEE encontram-se no anexo A.

No cenário AC_impact, não foram encontradas alterações face ao cenário de referência nos sectores da indústria e transportes, para os três anos em estudo. No sector dos edifícios existe uma redução de 2% no consumo de energia final em 2050 e uma redução de 3%, em 2070. Em ambos os casos, a redução no consumo de energia final foi causada pela diminuição no

consumo de eletricidade. No caso particular de 2070, para além da redução no consumo de eletricidade nos edifícios, também ocorre uma diminuição do ar ambiente.

No consumo de eletricidade por sector, apenas se verifica uma redução de 1% no consumo total de energia final em 2050 e 2070, no cenário com alterações climáticas face ao cenário de referência. Esta variação é causada pela diminuição do consumo no sector dos edifícios.

Para o cenário AC_impact_GEE, no sector da indústria não ocorrem alterações no consumo final face ao cenário de referência. O sector dos edifícios sofre uma diminuição do consumo em 2050 e 2070, de 3%. Em ambos os casos, a diminuição ocorre devido à menor utilização do ar ambiente.

Em relação ao consumo de eletricidade por sector, apenas se verifica uma redução de 1% no consumo total de energia final em 2070, no cenário com alterações climáticas face ao cenário de referência. Esta variação é causada pela diminuição do consumo no sector dos transportes (4,60 PJ).

5.3.3. Eletricidade produzida a partir de recursos energéticos renováveis

Os efeitos das alterações climáticas na eletricidade produzida em Portugal são causados pela diminuição no potencial hídrico e eólico, pelo aumento no potencial solar e pelas alterações na procura de aquecimento e arrefecimento. As figuras seguintes mostram as diferenças na produção elétrica pelos recursos energéticos renováveis em estudo, para os quatro cenários, nos diferentes anos.

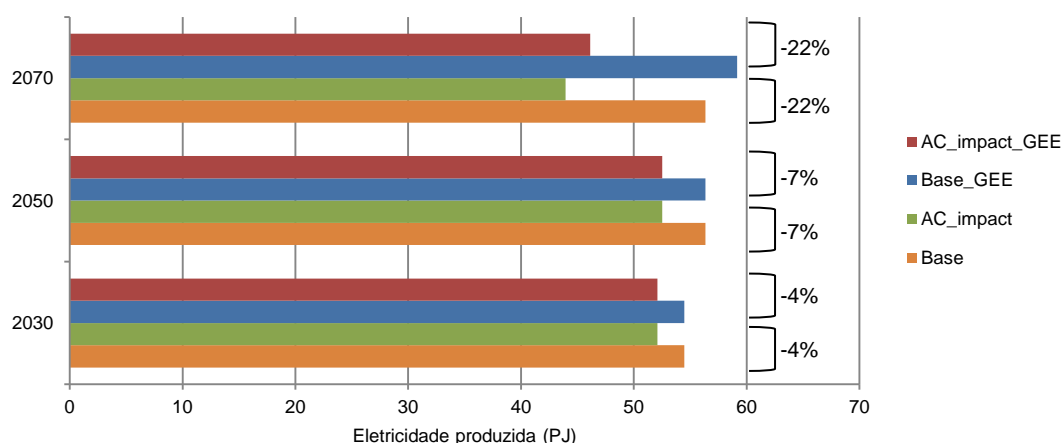


Figura 5.10 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso hídrico, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.

As centrais hídricas produziram um total de 58,50 PJ de eletricidade em 2010, o que corresponde a 37% da produção total de eletricidade no país. Como mostra a Figura 5.10, as projeções realizadas indicam que este valor apenas será ultrapassado em 2070, segundo o

cenário Base_GEE (59,15 PJ). O valor mais baixo de produção hídrica também é registado em 2070 no cenário com teto de emissões, mas com o impacto das alterações climáticas contabilizadas (46,14 PJ).

Pode-se assim afirmar que, como esperado, a produção hidroelétrica é sempre inferior em cenários com impacto de alterações climáticas, podendo atingir uma diminuição de 22%, como é o caso do cenário AC_impact_GEE face ao Base_GEE, para 2070. As Figura 5.11 e Figura 5.12 apresentam as projeções para o recurso eólico *onshore* e *offshore*, respetivamente.

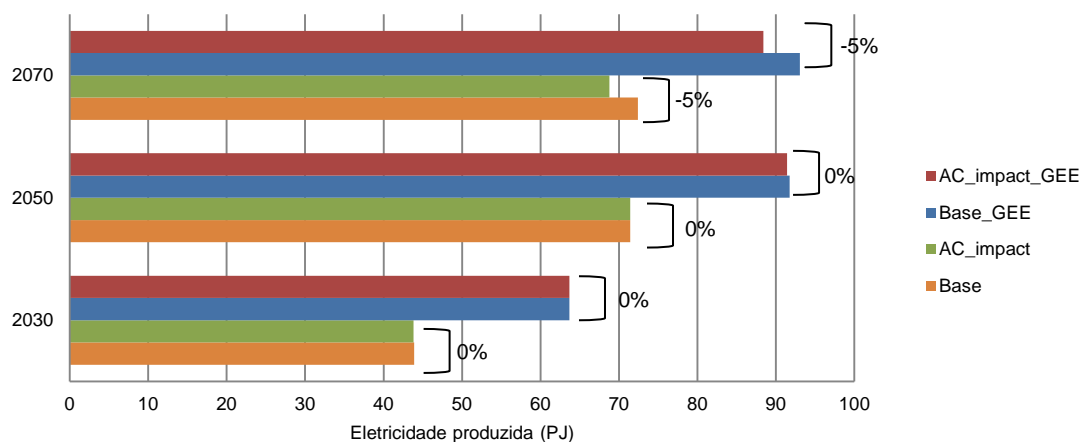


Figura 5.11 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso eólico *onshore*, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.

Em 2010, as centrais eólicas *onshore* produziram um total de 32,68 PJ de eletricidade em 2010, o que corresponde a 21% da produção total de eletricidade no país. Segundo a Figura 5.11 a produção de eletricidade deverá aumentar duas vezes mais em 2030, para cenários com teto de emissões e três vezes mais em 2050 e 2070. Em 2070, ambos os cenários de alterações climáticas apresentam uma redução de 5% na produção de eletricidade face aos respetivos cenários de referência.

No caso da produção eólica *offshore* (Figura 5.12), não existem dados até 2050. A partir de 2050, é produzida eletricidade apenas em cenários com teto de emissões e em 2070 existe produção para todos os cenários. O recurso eólico *offshore* contribui com 75,84 PJ de eletricidade produzida em 2050, o que corresponde a 21% da produção total de eletricidade no país.

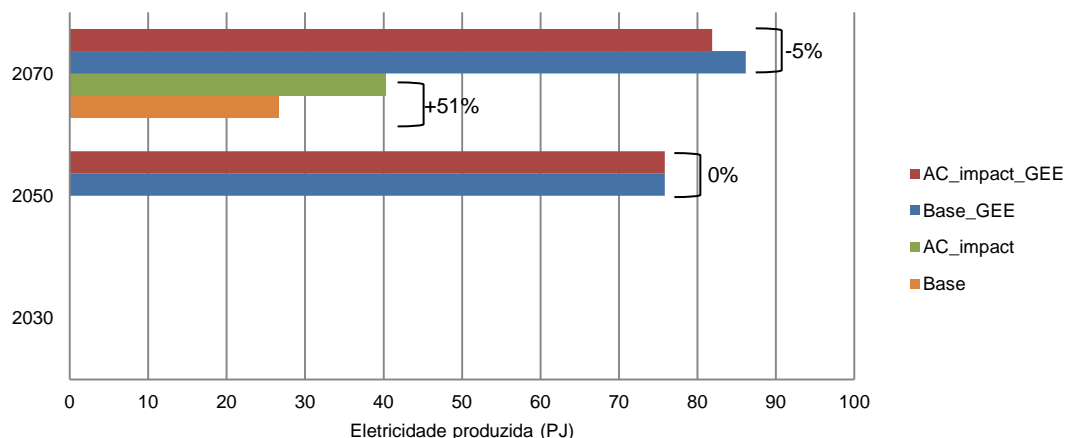


Figura 5.12 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso eólico *offshore*, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.

Em 2070, a eólica *offshore* apresenta valores bastante distintos entre os cenários. No caso dos cenários com teto de emissões existe um ligeiro aumento face a 2050. Na ausência de teto de emissões de GEE, é produzida eletricidade em menor quantidade, no entanto o cenário de alterações climáticas é favorável à produção de eletricidade, produzindo mais 51% que o cenário Base. As Figura 5.13 e Figura 5.14 apresentam as projeções para o recurso solar CSP e fotovoltaico.

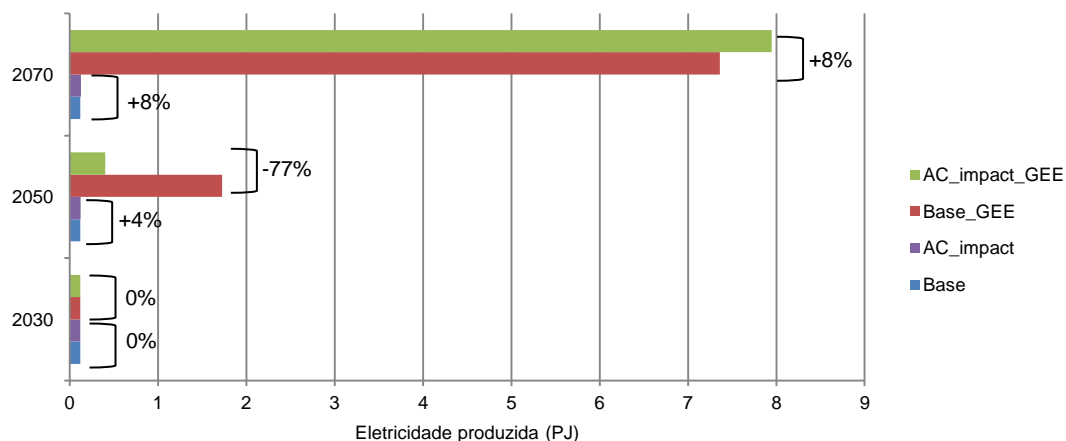


Figura 5.13 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso CSP, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.

Como a Figura 5.13 mostra, em 2050 o recurso começa a ser mais utilizado para produção de eletricidade em cenários com teto de emissões de GEE, sendo produzida mais 77% de eletricidade no cenário sem impacto de alterações climáticas. Para 2070, no cenário de alterações climáticas ocorre um aumento na produção de 8% face ao cenário de referência.

O recurso solar fotovoltaico (Figura 5.14) não é uma opção em cenários sem teto de emissões, para todos os anos em estudo. Em 2050 e 2070 o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE atingem valores de produção elétrica superiores a 25 PJ.

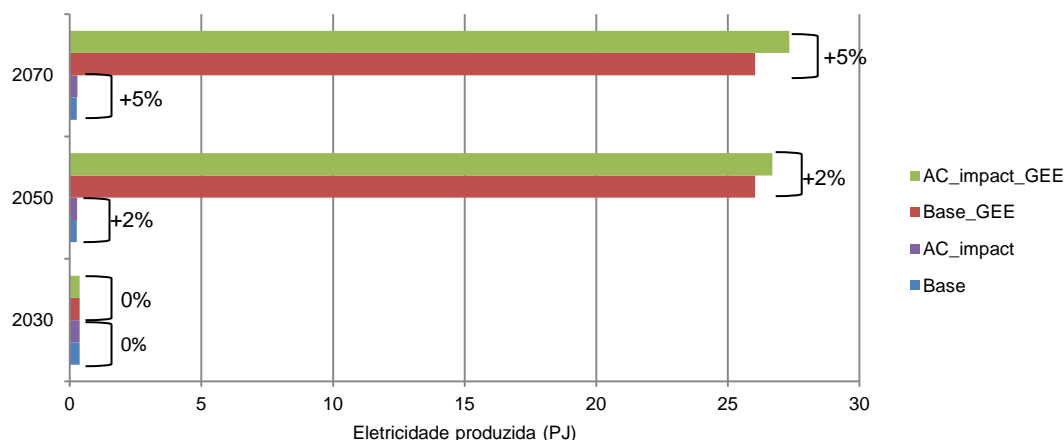


Figura 5.14 - Eletricidade produzida (PJ) a partir do recurso solar fotovoltaico, para os quatro cenários analisado, em 2030, 2050 e 2070.

Em 2030, a energia solar tem uma contribuição mínima em ambos os casos. A maior participação da energia solar poderá ser em 2070, segundo o cenário AC_impact_GEE, atingindo 9% da produção elétrica nacional (7% solar fotovoltaico e 2% CSP). No recurso solar fotovoltaico pode-se afirmar que, de forma geral, ocorre maior produção de eletricidade em cenários de alterações climáticas face a cenários sem alterações climáticas.

5.3.4. Impacto nos custos no sistema energético

O custo total do sistema, assim como a evolução do custo de eletricidade e do custo de investimento são bons indicadores para avaliar o impacto de cenários de alterações climáticas no sistema energético.

A Figura 5.15 permite observar que o custo de eletricidade é influenciado pelo tipo de cenário ao longo do tempo. Observando os custos de eletricidade associados aos cenários sem teto de emissões, verifica-se que estes não são fortemente influenciados pelo custo da eletricidade ao longo do tempo. Pelo contrário, os cenários com teto de emissões apresentam uma variação elevada no custo da eletricidade, principalmente em 2050. Para além da maior variação no custo verificada nos cenários Base_GEE e AC_impact_GEE, são também estes cenários que apresentam custos mais elevados.

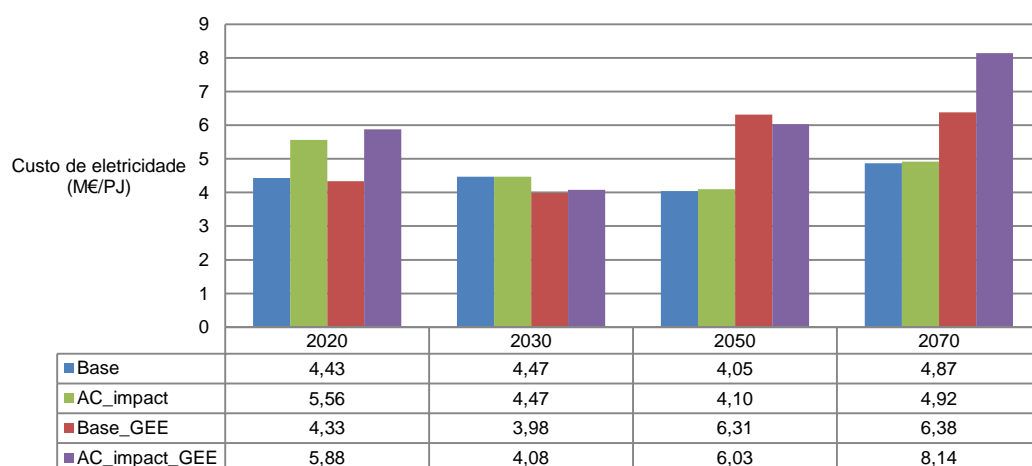


Figura 5.15 - Custo de eletricidade (M€/PJ) para os quatro cenários em estudo nos anos 2020, 2030, 2050 e 2070.

Em 2030, de uma forma geral, são obtidos os custos mais baixos de eletricidade devido à implementação de medidas de eficiência energética. Não ocorre uma variação significativa no custo da eletricidade causada por alterações climáticas, como se pode ver ao comparar o cenário Base com o AC_impact e o cenário Base_GEE com o AC_impact_GEE.

Tanto em 2050 como em 2070, os cenários com teto de emissões apresentam custos de eletricidade superiores aos cenários sem teto de emissões. Esta situação ocorre porque face à indisponibilidade da hídrica, o sistema necessita de aumentar a capacidade instalada em energias renováveis, gás natural e biomassa, formas de energia que implicam maiores custos de eletricidade. É de referir que o cenário AC_impact_GEE em 2070 é o que apresenta o custo de eletricidade mais elevado devido à utilização de solar fotovoltaico, CSP, gás com CCS e biomassa. Neste cenário o custo de produção de eletricidade é cerca de 28% mais elevado do que num cenário sem impactos de alterações climáticas (Base_GEE), e cerca de 66% mais elevado do que num cenário sem teto de emissões (AC_impact).

A necessidade de obter determinada capacidade instalada face aos diferentes cenários acarreta diferentes investimentos no sector energético. A Figura 5.16 permite observar os custos de investimento no sector electroprodutor ao longo do tempo. Os custos são valores anualizados, não tendo sido aferido o tempo de vida das tecnologias de produção de eletricidade seleccionadas em casa cenário.

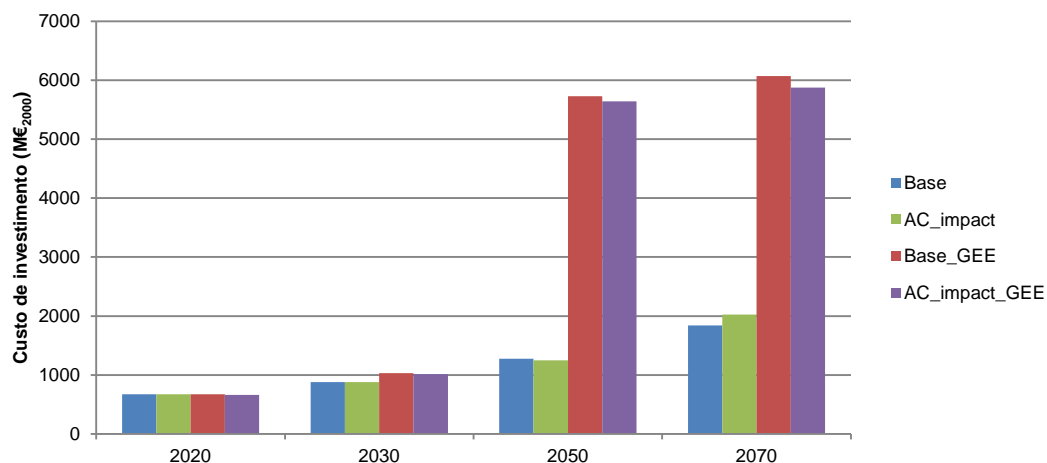


Figura 5.16 - Custo de investimento no sector electroprodutor (M€₂₀₀₀).

Os cenários com teto de emissões evidenciam os maiores custos ao longo do tempo, principalmente a partir de 2050, onde o cenário Base_GEE é o cenário que acarreta mais custos de investimento.

Face à menor disponibilidade de produção elétrica através de hídricas, foi necessário aumentar a capacidade instalada de outros tipos de energia renovável como a energia solar e eólica *offshore* para além do investimento em gás com CCS e biomassa. Nos cenários sem teto de emissões o investimento é visivelmente inferior comparativamente aos cenários com teto de emissões, na medida em que foi utilizado gás natural e carvão com CCS. No cenário AC_impact_GEE, o custo de investimento é inferior ao custo no Base_GEE, exceto em 2030.

O custo total do sistema energético nos vários cenários, entre 2005 e 2070, é fornecido pelo valor da função objetivo. O teto de emissões (Base_GEE) implica um custo adicional de 61,8 mil milhões de euros (0,07%), face a um cenário sem objetivos de mitigação.

O custo adicional devido às alterações climáticas, tanto em cenários com ou sem teto de emissões, é muito reduzido (no máximo 555 milhões de euros) face a um cenário que não considere o impacto das alterações climáticas. Isto significa que existem opções tecnológicas custo-eficazes que permitem colmatar os impactos esperados médios das alterações climáticas.

6. CONCLUSÕES

6.1. Síntese e balanço do estudo desenvolvido

Um dos objetivos estratégicos de Portugal é a aposta nas energias com base em recursos renováveis de forma a mitigar a produção de gases com efeito de estufa e a diminuir a dependência energética exterior. O constante investimento em infraestruturas de produção de energia renovável torna necessária a avaliação dos impactos causados pelas alterações climáticas na produção deste tipo de energia.

O principal objetivo da presente dissertação consistiu em avaliar o impacto de cenários de alterações climáticas no aproveitamento de recursos energéticos renováveis em Portugal e no sistema elétrico português durante, o século XXI. De forma a cumprir o objetivo, procurou-se responder às duas questões propostas no início do estudo. A primeira questão foi: “Qual o impacto de cenários de alterações climáticas no aproveitamento de recursos energéticos renováveis em Portugal?”

Para responder a esta questão foram analisados casos de estudo no mundo e em especial na Europa de forma a poder inferir resultados para o caso particular de Portugal.

Verificou-se inicialmente que os impactos das alterações climáticas variam consoante a região geográfica. No caso do sul da Europa, especificamente Portugal, os estudos analisados permitiram concluir que a produção de energia hidroelétrica é a tecnologia potencialmente mais afetada pelas alterações climáticas.

O sector da produção hidroelétrica depende essencialmente dos regimes de escoamento dos rios que são alterados principalmente pela variação na precipitação e na temperatura. Em Portugal deverá ocorrer um aumento da temperatura e uma diminuição da precipitação. Tendo em conta as projeções nas variáveis climáticas, espera-se que ocorra um aumento na temperatura que pode ser superior a 4°C e uma diminuição na precipitação superior a 35%, em 2070 para a estação quente. Para além das variações nas médias globais, o aumento de secas

deverá ser mais frequente. As reduções no escoamento rondam os 36%, no entanto o caudal dos rios pode reduzir-se até 80%, comparativamente aos valores atuais.

A redução da disponibilidade hídrica implica a diminuição da produção de energia hidroelétrica. Todos os estudos que avaliam o impacto das alterações climáticas na produção hidroelétrica indicam uma diminuição do potencial de produção desta para o sul da Europa. Alguns autores afirmam ainda que a queda na produção põe em causa a viabilidade económica do sistema, reduzindo os investimentos neste tipo de energia e os retornos financeiros.

Em relação ao recurso eólico, os casos de estudo analisados são unânimes na medida em que consideram que existe impacto das alterações climáticas sobre a magnitude e variabilidade da velocidade do vento e consequentemente na capacidade de produção de eletricidade. São esperadas variações inter-anuais na velocidade do vento, nomeadamente aumentos na velocidade do vento no Inverno e diminuição no Verão. No entanto, no sul da Europa espera-se que a densidade energética diminua e a velocidade média sofra reduções superiores a 1 m/s. O facto da velocidade do vento e da densidade energética diminuírem resulta numa menor disponibilidade do recurso eólico e consequentemente numa diminuição da produção eólica. No entanto, não foram encontrados estudos que avaliem o impacto das alterações climáticas na tecnologia eólica para o sul da Europa.

No caso do recurso solar, o aumento da radiação e diminuição da nebulosidade projetada para o sul da Europa são os principais fatores para o aumento da disponibilidade do recurso no decorrer do século XXI. Segundo os estudos, o aumento da radiação pode ser superior a 150 MJ/m², em 2050, o que permite afirmar que existirá um aumento na disponibilidade do recurso solar durante o século XXI, face à disponibilidade atual. No entanto, os eventos extremos como ondas de calor, que deverão ser mais frequentes em Portugal, afetam negativamente a produção elétrica solar na medida em que temperaturas elevadas podem diminuir a eficiência energética das células solares, para o caso da produção solar fotovoltaica.

A investigação dos impactos das alterações climáticas na tecnologia solar é ainda insuficiente, não permitindo obter informação consistente sobre o assunto. A disponibilidade do recurso deverá aumentar em Portugal, aumentando consequentemente a capacidade de produzir eletricidade.

Tendo em conta a variedade de resultados obtidos através dos casos de estudo analisados, foi definido o impacto de cenários de alterações climáticas no potencial de produção hidroelétrica, eólica e solar para poder responder à segunda questão. Considerou-se um(a):

- Redução de 22% no potencial de produção hidroelétrica;
- Redução de 5% no potencial de produção eólico (*onshore e offshore*);
- Aumento de 8% no potencial de produção solar CSP e de 5% no potencial de produção PV.

Para além destas alterações, a redução de 10% nas necessidades de energia para aquecimento e um aumento de 28% das necessidades de energia para arrefecimento foram projetados Portugal.

Recorrendo à ferramenta de modelação TIMES_PT, analisaram-se quatro cenários de evolução do sistema energético de forma a responder à segunda questão proposta no estudo: “Qual o impacto de cenários de alterações climáticas no sistema energético português?”

Existe uma lacuna em relação à existência de estudos que permitam ter uma visão do desempenho do sistema energético no futuro, face a cenários de alterações climáticas. A elaboração do presente estudo tenta corrigir parte dessa lacuna, dando ênfase à produção hidroelétrica, eólica e solar. O estudo mostrou que o sector elétrico é vulnerável às alterações climáticas, mas existem diferenças entre os impactos nas tecnologias renováveis, assim como o facto da existência ou não de um teto de emissões.

A análise dos cenários Base e Base_GEE permitiu compreender a evolução e o comportamento do sistema energético até 2070 e realizar uma comparação entre estes e os cenários de alterações climáticas, de forma a identificar os impactos causados no sistema energético nacional.

Sem o efeito das alterações climáticas, verificou-se que existe um aumento da capacidade instalada e eletricidade produzida ao longo do tempo, principalmente no cenário com teto de emissões face ao cenário Base. Este facto ocorre porque há uma contínua opção pela eletricidade proveniente de energias renováveis no cenário Base_GEE para satisfazer a procura de serviços de energia e por ser a mais custo-eficaz num cenário de descarbonização. É de frisar a produção hidroelétrica aumenta a capacidade instalada ao longo do tempo, no entanto a sua produção hidroelétrica não aumenta significativamente. Isto pode ser explicado pelo facto dos locais de novas instalações hidroelétricas não serem locais de alta produtividade, o que implica menos eletricidade por unidade de capacidade instalada e maior custo energético.

Em relação ao consumo de energia final, ainda em cenários sem alterações climáticas, a eletricidade é ao longo do tempo e independentemente do cenário com ou sem teto de emissões, a forma de energia mais utilizada. O aumento do consumo de eletricidade deve-se ao aumento de utilização de equipamentos elétricos e à procura de aquecimento e arrefecimento (a eletricidade corresponde a 60% do consumo total de energia no cenário Base em 2070).

A modelação da capacidade instalada e da eletricidade produzida para cenários de alterações climáticas permitiu constatar que a capacidade instalada sofre uma diminuição inferior a 1% na capacidade elétrica perante o cenário AC_impact em 2030, face ao cenário Base. Em 2050, existe uma diminuição de 2% e em 2070 não ocorre alteração. Quando o cenário de alterações climáticas tem um teto de emissões (AC_impact_GEE), a diminuição é de 1% em 2030 e 2050 e de 5% em 2070. Estes resultados vêm demonstrar que, segundo as projeções atuais, as

alterações climáticas não irão prejudicar de forma significativa a capacidade elétrica instalada em Portugal, no entanto irão modificar a fonte de energia utilizada.

No cenário AC_impact, a capacidade instalada e a produção de eletricidade em hídricas diminuiu face ao cenário Base, o que faz com que a sua contribuição no sistema energético também diminua. Desta forma, o sistema energético compensa a indisponibilidade da hídrica com utilização de carvão com CCS, gás natural e eólica *offshore*. Por sua vez, no cenário AC_impact_GEE, para além da indisponibilidade de hídrica, outras energias renováveis como a eólica, solar e geotérmica diminuem a sua capacidade instalada e eletricidade produzida face ao cenário Base_GEE. O sistema energético reage ao utilizar carvão com CCS, gás com CCS e biomassa.

A análise do consumo de energia final permitiu concluir que para cenários de alterações climáticas não ocorrem alterações no consumo de energia final no sector da indústria e dos transportes. Apenas o sector dos edifícios apresenta uma redução do consumo final de energia causada principalmente pela diminuição do consumo de eletricidade (redução de 2% em 2050 e 3% em 2070, no cenário AC_impact; redução de 3% em 2050 e 2070, no cenário AC_impact_GEE).

Como era esperado, foi possível constatar a menor disponibilidade da hídrica para produção de eletricidade, podendo atingir uma redução de 22% em 2070, segundo o cenário AC_impact_GEE. Pode concluir-se que a produção de energia hidroelétrica é sempre inferior em cenários com impacto de alterações climáticas face a cenários sem alterações climáticas. Pelo contrário, a produção de eletricidade através de energia solar fotovoltaica é sempre superior em cenários com alterações climáticas, com aumentos a variar entre 2 e 5% face aos cenários sem alterações climáticas. O comportamento da produção elétrica a partir de energia eólica e CSP varia consoante o ano em estudo e o cenário analisado.

Em relação aos custos, concluiu-se que os cenários com teto de emissões de GEE evidenciam os maiores custos energéticos ao longo do tempo, principalmente no longo prazo. Os custos de investimento mais elevados são obtidos quando o sistema energético aumenta a capacidade instalada em energias mais caras como a energia solar, a eólica *offshore* e a biomassa, assim como o gás com CCS, de forma a compensar a indisponibilidade da hídrica. O custo de produção de eletricidade mais elevado verificou-se no cenário AC_impact_GEE, em 2070 e corresponde a 8,14 M€/PJ, cerca de 28% mais elevado do que num cenário sem impactos de alterações climáticas (Base_GEE), e cerca de 66% mais elevado do que num cenário sem teto de emissões (AC_impact). Concluiu-se que a contribuição do custo das alterações climáticas no custo total do sistema energético é negligenciável, o que significa que as alternativas tecnológicas existentes para compensar os seus efeitos continuam a ser custo eficazes. Pelo contrário, a presença de um teto de emissões de GEE exige um custo adicional de 0,07%, entre 2005 e 2070, que corresponde a 61,8 mil milhões de euros.

Analisando o sistema energético do ponto de vista da repartição em combustíveis fósseis e energias renováveis, tendo em conta os quatro cenários e os diferentes anos, concluiu-se que no cenário Base e no cenário AC_impact, existe uma preocupação de custo-eficácia do sistema, ao longo do tempo, diminuindo até a contribuição das energias renováveis na produção de eletricidade face a 2010. No caso do cenário Base_GEE e AC_impact_GEE existe um comportamento semelhante aos restantes cenários em 2030, mas em 2050 e 2070, a produção a partir de fontes de energias renováveis aumenta significativamente, sendo superior a 90%. Este é um dado importante e que mostra as ótimas condições que Portugal tem para produzir este tipo de energia. No entanto, a tendência geral é que se aumentem os fósseis com CCS de forma a promover o custo-eficácia do sistema energético.

Embora a diminuição na disponibilidade e no potencial de produção elétrica seja mínima em termos percentuais, deverão existir medidas cautelosas, permitindo equacionar uma maior participação de introdução de outras tecnologias renováveis, como a energia solar concentrada, assim como o gás e carvão com CCS no longo prazo.

6.2. Limitações do estudo

Na elaboração do estudo foram identificadas algumas limitações:

- Falta de existência de estudos para o sul da Europa e especificamente para Portugal, principalmente no que diz respeito ao impacto das alterações climáticas no recurso eólico e solar. Considere-se como exemplo o facto de apenas existir projeções de velocidade do vento no norte da Europa.
- Não existem estudos que avaliem o potencial de ocorrência de eventos extremos de velocidade do vento e consequentemente o seu impacto na produção de energia eólica. O mesmo sucede com as ondas de calor.
- Dificuldade em realizar comparações dos resultados obtidos entre os casos de estudo, devido às diferenças que ocorrem entre regiões geográficas, intervalos de tempo, cenários e modelos climáticos.
- Incerteza associada às projeções e dependência da qualidade destas.
- Os cenários considerados no modelo TIMES_PT avaliam a opção custo-eficácia na satisfação da procura de eletricidade, não tendo em conta estratégias de mercado para exportar energia.
- O facto de não serem consideradas as trocas de eletricidade com Espanha no exercício de modelação pode ser um fator de incerteza, na medida em que caso se aumente muito a necessidade de energia elétrica (exemplo do carro elétrico) e Espanha continue a produzir eletricidade de fonte nuclear, será menos dispendioso comprar eletricidade ao invés de produzir. Este caso traria implicações para o futuro das renováveis em Portugal.

6.3. Desenvolvimentos futuros

Com a elaboração da presente dissertação foram identificados estudos que podem vir a contribuir para a melhoria da perceção do impacto das alterações climáticas em Portugal:

- Alargar o período de tempo do estudo (projeções para o início do século XXII).
- Desenvolver este estudo para outros recursos energéticos renováveis de produção de eletricidade, como a energia das ondas e das marés, a energia geotérmica e a bioenergia.
- Avaliar a vulnerabilidades do sistema energético face às alterações climáticas, causadas pela ocorrência de eventos extremos.
- Identificar medidas de adaptação, políticas energéticas e de alterações climáticas face à ocorrência de impactos de alterações climáticas no sistema energético.
- Realizar estudos sobre o impacto na produção e segurança do sistema hidroelétrico, eólico e solar, em Portugal. A aplicação do estudo em centrais de produção elétrica para diferentes zonas do país pode demonstrar variações significativas dos impactos das alterações climáticas, consoante a região geográfica.
- Considerar a melhoria da eficiência tecnológica, a diferença entre regiões geográficas e as alterações económicas e sociais por também afetarem a disponibilidade de energias renováveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

3TIER. (2011). Renewable Energy Resource Maps: Wind Speed, Solar Irradiance, Hydropower. Acedido a 22 de Janeiro de 2013: <http://www.3tier.com/en/support/resource-maps/>

AEA. (2011). Sobre as alterações climáticas. Acedido a 12 de Dezembro de 2012: <http://www.eea.europa.eu/pt/themes/climate/about-climate-change>

Alcamo, J., Florke, M., & Marker, M. (2007). Future long-term changes in global water resources driven by socio-economic and climatic changes. *Hydrological Sciences Journal*, 52(2), 247–275. doi:10.1623/hysj.52.2.247

Arnell, N. W. (2004). Climate change and global water resources: SRES emissions and socio-economic scenarios. *Global Environmental Change*, 14(1), 31–52. doi:10.1016/j.gloenvcha.2003.10.006

Bartók, B. (2010). Changes in solar energy availability for south-eastern Europe with respect to global warming. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 35(1–2), 63–69. doi:10.1016/j.pce.2010.03.008

Bates, B. C., Kundzewicz, Z. W., Wu, S., & Palutikof, J. P. (2008). *Climate Change and Water - Technical Paper VI*. Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change Secretariat.

Bloom, A., Kotroni, V., & Lagouvardos, K. (2008). Climate change impact of wind energy availability in the Eastern Mediterranean using the regional climate model PRECIS. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 8(6), 1249–57.

BP. (2012). *BP Statistical Review of World Energy June 2012*. Acedido a 3 de Novembro de 2012: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

Breyer, C., & Knies, G. (2009, Setembro). Global Energy Supply Potential of Concentrating Solar Power. *Proceedings SolarPACES*, 15 – 18.

Brown, S., Nicholls, R., Vafeidis, A., Hinkel, J., & Watkiss, P. (2011). *The Impacts and Economic Costs of Sea-Level Rise on Coastal Zones in the EU and the Costs and benefits of Adaptation* (Summary of Sector Results from the ClimateCost project, funded by the European Community's Seventh Framework Programme No. Technical Policy Briefing Note 02). European Commission - European Research Area.

Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. Lisboa: IST Press.

- CE. (2007). Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu. Roteiro das Energias Renováveis. Energias Renováveis no Século XXI: construir um futuro mais sustentável. Bruxelas.
- CE. (2010). Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões. Energia 2020 - Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura. Bruxelas.
- CE. (2012). Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões. Energias renováveis: um agente decisivo no mercado europeu da energia. Bruxelas.
- Cutforth, H. W., & Judiesch, D. (2007). Long-term changes to incoming solar energy on the Canadian Prairie. *Agricultural and Forest Meteorology*, 145(3–4), 167–175. doi:10.1016/j.agrformet.2007.04.011
- DGEG. (2012a). Política Energética - Caracterização Energética Nacional. *Direcção Geral de Energia e Geologia*. Acedido a 10 de Fevereiro de 2013: <http://www.dgeg.pt/>
- DGEG. (2012b). *Renováveis. Estatísticas rápidas. Novembro 2012* (No. 93). Direcção Geral de Energia e Geologia.
- DGEG. (2012c). *Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Acção para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética - versão para discussão pública* (p 115 ed.).
- Donat, M. G., Leckebusch, G. C., Wild, S., & Ulbrich, U. (2011). Future changes in European winter storm losses and extreme wind speeds inferred from GCM and RCM multi-model simulations. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 11, 1351–1370.
- Ebinger, J., & Vergara, W. (2011). *Climate Impacts on Energy Systems*. Washington, DC: The World Bank.
- EC. (2012). JRC's Institute for Energy and Transport - PVGIS. Obtido de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm>
- EEA. (2007). *The pan-European environment: glimpses into an uncertain future* (EEA Report No 4/2007). Copenhagen: European Environment Agency.
- EEA. (2012). *Climate change, impacts and vulnerability in Europe 2012 - An indicator-based report* (EEA report No 12/2012). Copenhagen: European Environment Agency.
- ENE 2020. (2010). *Plano Novas Energias -Estratégia Nacional para a energia (ENE 2020)*. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- EPIA/GreenPeace. (2010). *Solar Generation 6. Solar photovoltaic electricity empowering the world*. Acedido a 14 de Janeiro de 2013: <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/Solar-Generation-6/>
- Fenger, J. (2007). Impacts of climate change on renewable energy sources. Their role in the Nordic energy system, 192.
- Fidje, A., & Martinsen, T. (2006). Effects of climate change on the utilization of solar cells in the Nordic region. Apresentado na Extended abstract for European Conference on Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources, Reykjavik, Iceland.

Flörke, M., Wimmer, F., Laaser, C., Vidaurre, R., Tröltzsch, J., Dworak, T., Marinova N., Jaspers, F., Ludwig, F., Swart, R., Giupponi, C., Bosello, F., Mysiak, J. (2011). *Climate Adaptation – modelling water scenarios and sectoral impacts* (Final Report - Contract N° DG ENV.D.2/SER/2009/0034). Kassel, Germany: Center for Environmental Systems Research, University of Kassel.

Gallopín, G. C. (2006). Linkages between vulnerability, resilience, and adaptive capacity. *Global Environmental Change*, 16(3), 293–303. doi:10.1016/j.gloenvcha.2006.02.004

Garreaud, R. D., & Falvey, M. (2009). The coastal winds off western subtropical South America in future climate scenarios. *International Journal of Climatology*, 29(4), 543–554. doi:10.1002/joc.1716

Giannakopoulos, C., Bindi, M., Moriondo, M., & Tin, T. (2005). Climate change impacts in the Mediterranean resulting from a 2°C global temperature rise. *Report for WWF. Athens, Observatoire national d'Athènes*.

Giorgi, F., Bi, X., & Pal, J. (2004). Mean, interannual variability and trends in a regional climate change experiment over Europe. II: climate change scenarios (2071–2100). *Climate Dynamics*, 23(7), 839–858. doi:10.1007/s00382-004-0467-0

Giorgi, F., & Lionello, P. (2008). Climate change projections for the Mediterranean region. *Global and Planetary Change*, 63(2–3), 90–104. doi:10.1016/j.gloplacha.2007.09.005

Hamlet, A. F., Lee, S.-Y., Mickelson, K. E. B., & Elsner, M. M. (2010). Effects of projected climate change on energy supply and demand in the Pacific Northwest and Washington State. *Climatic Change*, 102(1-2), 103–128. doi:10.1007/s10584-010-9857-y

Hamududu, B., & Killingtveit, Å. (2010). Estimating effects of climate change on global hydropower production. Norwegian University of Science and Technology. Hydropower '10—6th International Conference on Hydropower; Hydropower supporting other renewable, Tromsø, Norway.

Hamududu, B., & Killingtveit, Å. (2012). Assessing Climate Change Impacts on Global Hydropower. *Energies*, 5(2), 305–322. doi:10.3390/en5020305

Harrison, G. P., Cradden, L. C., & Chick, J. P. (2008). Preliminary Assessment of Climate Change Impacts on the UK Onshore Wind Energy Resource. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 30(14-15), 1286–1299. doi:10.1080/15567030701839326

Harrison, Gareth P, & Whittington, H. (Bert. W. (2002). Susceptibility of the Batoka Gorge hydroelectric scheme to climate change. *Journal of Hydrology*, 264(1–4), 230–241. doi:10.1016/S0022-1694(02)00096-3

Honnery, D., & Moriarty, P. (2009). Estimating global hydrogen production from wind. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(2), 727–736. doi:10.1016/j.ijhydene.2008.11.001

Hoogwijk, M., de Vries, B., & Turkenburg, W. (2004). Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics*, 26(5), 889–919. doi:10.1016/j.eneco.2004.04.016

IEA. (2008a). *Energy Technology Perspectives 2008. In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050*. France: OECD/IEA.

IEA. (2008b). *Renewable Energy Essentials: Wind*. OECD/IEA.

- IEA. (2009a). *Technology Roadmap Wind energy*. France: OECD/IEA.
- IEA. (2009b). *Renewable Energy Essentials: Concentrating Solar Thermal Power*. OECD/IEA.
- IEA. (2010a). *Renewable Energy Essentials: Hydropower*. OECD/IEA.
- IEA. (2010b). *Technology Roadmap Solar photovoltaic energy* (p 48). France: OECD/IEA.
- IEA. (2010c). *Technology Roadmap Concentrating Solar Power*. France: OECD/IEA.
- IEA. (2012). *Technology Roadmap Hydropower*. France: OECD/IEA.
- IEA. (2013a). IEA - Wind power. Acedido a 5 de Novembro de 2012: <http://www.iea.org/topics/windpower/>
- IEA. (2013b). IEA - Solar (PV and CSP). Acedido a 5 de Novembro de 2012: <http://www.iea.org/topics/solarpvandcsp/>
- INAG, DGEG, & REN. (2007). *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)*. Instituto da Água, Direcção Geral de Energia e Geologia, Redes Energéticas Nacionais.
- IPCC. (2007a). *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland: Cambridge University Press.
- IPCC. (2007b). *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland: Cambridge University Press.
- IPCC. (2007c). *Climate change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland: Cambridge University Press.
- IPCC. (2007d). *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (1 PAP/CDR.). Geneva, Switzerland: Cambridge University Press.
- IPCC. (2011). *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]* (1075 pp). Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Kjellström, E. (2004). Recent and Future Signatures of Climate Change in Europe. *AMBIO: A Journal of the Human Environment*, 33(4), 193–198. doi:10.1579/0044-7447-33.4.193
- Krewitt, W., Nienhau, K., Kleßmann, C., Capone, C., Stricker, E., Graus, W., Hoogwijk, M., Supersberger, N., von Winterfeld, U., Samadi, S. (2009). *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply* (Vol Climate Change 18/2009, ISSN 1862–4359). Dessau-Roßlau, Germany: Federal Environment Agency.
- Laakso, T., Holttinen, H., Ronsten, G., Tallhaug, L., Horbaty, R., Baring-Gould, I., Lacroix, A., Peltola, E., Tammelin, B. (2003). State-of-the-art of wind energy in cold climates. *IEA annex XIX*.

- Leckebusch, G. C., Weimer, A., Pinto, J. G., Reyers, M., & Speth, P. (2008). Extreme wind storms over Europe in present and future climate: a cluster analysis approach. *Meteorologische Zeitschrift*, 17(1), 67–82. doi:10.1127/0941-2948/2008/0266
- Lehner, B., Czisch, G., & Vassolo, S. (2005). The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. *Energy Policy*, 33(7), 839–855. doi:10.1016/j.enpol.2003.10.018
- Lynch, P., & Nolan, P. (2006). Ireland's changing wind resource: An atlas of future Irish wind climatology. Em *Geophysical Research Abstracts* (Vol 8, p 04504). European Geosciences Union.
- Mideksa, T. K., & Kallbekken, S. (2010). The impact of climate change on the electricity market: A review. *Energy Policy*, 38(7), 3579–3585. doi:10.1016/j.enpol.2010.02.035
- Milly, P. C. D., Dunne, K. A., & Vecchia, A. V. (2005). Global pattern of trends in streamflow and water availability in a changing climate. *Nature*, 438(7066), 347–350. doi:10.1038/nature04312
- Mima, S., & Criqui, P. (2009). *Assessment of the impacts under future climate change on the energy systems with the POLES model* (No. halshs-00452948). Venice, Italy: International Energy Workshop.
- Moriarty, P., & Honnery, D. (2012). What is the global potential for renewable energy? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 244–252. doi:10.1016/j.rser.2011.07.151
- Mourato, S., & Moreira, M. (2011). Produção hidroelétrica em cenários de alterações climáticas. Caso de estudo mini-hídrica do Alvito.
- Murphy, D. M. (2009). Effect of Stratospheric Aerosols on Direct Sunlight and Implications for Concentrating Solar Power. *Environmental Science & Technology*, 43(8), 2784–2786. doi:10.1021/es802206b
- Patt, A., Pfenninger, S., & Lilliestam, J. (2010). Vulnerability of solar energy infrastructure and output to extreme events: climate change implications. Em *Joint ICTP/IAEA Workshop on Vulnerability of Energy Systems to Climate Changes and Extreme Events Trieste*.
- PNAER. (2010). Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE.
- Pryor, S., Barthelmie, R., & Kjellström, E. (2005). Potential climate change impact on wind energy resources in northern Europe: analyses using a regional climate model. *Climate Dynamics*, 25(7), 815–835. doi:10.1007/s00382-005-0072-x
- Pryor, S. C., & Barthelmie, R. J. (2010). Climate change impacts on wind energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 430–437. doi:10.1016/j.rser.2009.07.028
- Räisänen, J., Hansson, U., Ullerstig, A., Döscher, R., Graham, L. P., Jones, C., Meier, H.E.M., Samuelsson, P., Willén, U. (2004). European climate in the late twenty-first century: regional simulations with two driving global models and two forcing scenarios. *Climate Dynamics*, 22(1), 13–31. doi:10.1007/s00382-003-0365-x
- REN. (2012). *Dados Técnicos REN 2011*. Lisboa: Redes Energéticas Nacionais SCPS, SA.
- Ren, D. (2010). Effects of global warming on wind energy availability. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2(5), 052301–052301–5. doi:doi:10.1063/1.3486072

- REN21. (2012). Renewables 2012: Global Status Report. Acedido a 21 de Novembro de 2012: http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf
- Rockel, B., & Woth, K. (2007). Extremes of near-surface wind speed over Europe and their future changes as estimated from an ensemble of RCM simulations. *Climatic Change*, 81(S1), 267–280. doi:10.1007/s10584-006-9227-y
- Sailor, D. J., Smith, M., & Hart, M. (2008). Climate change implications for wind power resources in the Northwest United States. *Renewable Energy*, 33(11), 2393–2406. doi:10.1016/j.renene.2008.01.007
- Santos, F. D., Forbes, K., & Moita, R. (2002). *Climate change in Portugal: Scenarios, Impacts and Adaptation Measures*. SIAM project report. Lisboa: Gradiva.
- Schaeffer, R., Szklo, A. S., Pereira de Lucena, A. F., Moreira Cesar Borba, B. S., Pupo Nogueira, L. P., Fleming, F. P., Troccoli, A., Harrison, M., Boulahya, M. S. (2012). Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*, 38(1), 1–12. doi:10.1016/j.energy.2011.11.056
- Seixas, J., Dias, L., & Pisco, F. (2010). *Novas tecnologias energéticas. Roadmap Portugal 2050. Análise das novas tecnologias energéticas nacionais e cenarização do seu impacto no sistema energético nacional. Anexo 2: Características Técnico-Económicas de Tecnologias Energéticas*. Lisboa: E. VALUE.
- Seixas, J., Dinis, R., Alves, B., Baptista, P., Fortes, P., Dias, L., Simões, S., Gouveia, J. (2012). Roteiro Nacional Baixo Carbono. Modelação de gases com efeito de estufa: Energia e Resíduos. E. VALUE; CENSE.
- Seljom, P., Rosenberg, E., Fidje, A., Haugen, J. E., Meir, M., Rekstad, J., & Jarlset, T. (2011). Modelling the effects of climate change on the energy system—A case study of Norway. *Energy Policy*, 39(11), 7310–7321. doi:10.1016/j.enpol.2011.08.054
- Stickler, M., & Alfredsen, K. T. (2009). Anchor ice formation in streams: a field study. *Hydrological Processes*, 23(16), 2307–2315. doi:10.1002/hyp.7349
- The World Bank. (2009). *World development report 2009: Reshaping economic geography*. Washington, D. C.
- Trigo, R. M., Pozo-Vázquez, D., Osborn, T. J., Castro-Díez, Y., Gámiz-Fortis, S., & Esteban-Parra, M. J. (2004). North Atlantic oscillation influence on precipitation, river flow and water resources in the Iberian Peninsula. *International Journal of Climatology*, 24(8), 925–944. doi:10.1002/joc.1048
- UNEP. (2008). World's surface water: evaporation and runoff - Vital Water Graphics. Obtido de <http://www.unep.org/dewa/vitalwater/article28.html>
- Van der Linden, P., & Mitchell, J. F. B. (2009). *ENSEMBLES: Climate Change and its Impacts at seasonal, decadal and centennial timescales*. Summary of research and results from the ENSEMBLES project.
- Vicuna, S., Leonardson, R., Hanemann, M. W., Dale, L. L., & Dracup, J. A. (2007). Climate change impacts on high elevation hydropower generation in California's Sierra Nevada: a case study in the Upper American River. *Climatic Change*, 87(S1), 123–137. doi:10.1007/s10584-007-9365-x

Walter, A., Keuler, K., Jacob, D., Knoche, R., Block, A., Kotlarski, S., Müller-Westermeier, G., Rechid, D., Ahrens, W. (2006). A high resolution reference data set of German wind velocity 19512001 and comparison with regional climate model results. *Meteorologische Zeitschrift*, 15(6), 585–596. doi:10.1127/0941-2948/2006/0162

Wang, X., Zwiers, F., Swail, V., & Feng, Y. (2009). Trends and variability of storminess in the Northeast Atlantic region, 1874–2007. *Climate Dynamics*, 33(7), 1179–1195. doi:10.1007/s00382-008-0504-5

WEO. (2012). *World Energy Outlook 2012*. France: International Energy Agency. Acedido a 15 de Dezembro: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/#d.en.26099>

ANEXO A – CORRIDA MODELO TIMES_PT

Tabela A. 1 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.

FORMA DE ENERGIA	2010	2030				2050				2070			
		Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Carvão	1,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carvão com CCS		2,35	1,59	1,78	2,45	3,36	3,02	2,93	3,36	2,75	0,00	0,00	2,75
Gás Natural	3,91	3,23	4,52	4,52	3,21	4,72	0,00	0,00	4,81	7,18	0,00	0,00	7,48
Gás com CCS		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76	2,93	0,00	0,00	7,88	8,17	0,00
Fuel	2,19	0,11	0,11	0,11	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hídrica	4,84	6,29	6,29	6,06	6,06	6,69	6,69	6,15	6,15	6,69	10,92	8,52	5,22
Eólica Onshore	3,81	4,95	7,00	7,00	4,95	7,40	9,76	9,72	7,40	7,50	9,90	9,41	7,13
Eólica Offshore		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,80	8,80	0,00	3,10	10,00	9,50	4,67
CSP		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,23	0,05	0,02	0,02	1,00	1,00	0,02
Solar Fotovoltaico	0,11	0,14	0,14	0,14	0,14	0,10	9,30	9,30	0,10	0,10	9,30	9,30	0,10
Ondas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,16	7,16	0,00	0,00	7,70	7,70	0,00
Geotérmica	0,02	0,01	0,09	0,01	0,01	0,23	0,98	0,98	0,23	0,98	0,98	0,98	0,98
Biomassa/Biogás e Resíduos	0,22	0,31	0,31	0,31	0,31	0,14	0,14	0,14	0,14	0,06	0,07	0,18	0,06
Total	16,87	17,41	20,07	19,96	17,26	22,65	48,84	48,17	22,20	28,37	57,75	54,75	28,39

Tabela A. 2 - Eletricidade produzida (PJ) para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.

FORMA DE ENERGIA	2010	2030				2050				2070			
		Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Carvão	23,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carvão com CCS		62,96	43,61	48,78	65,56	90,08	13,74	15,05	89,93	73,66	0,00	0,00	73,66
Gás Natural	38,52	39,91	57,72	57,73	39,90	43,80	0,00	0,00	44,29	48,49	0,00	0,00	48,28
Gás com CCS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,02	5,31	0,00	0,00	18,90	30,64	0,00
Fuel	0,17	0,06	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Hídrica	58,50	54,47	54,47	52,08	52,08	56,36	56,36	52,51	52,51	56,36	59,15	46,14	43,96
Eólica Onshore	32,68	43,89	63,68	63,68	43,82	71,43	91,77	91,43	71,43	72,40	93,08	88,43	68,78
Eólica Offshore	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	75,84	75,84	0,00	26,68	86,19	81,88	40,23
CSP	0,00	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	1,73	0,40	0,12	0,12	7,36	7,95	0,13
Solar Fotovoltaico	0,77	0,38	0,38	0,38	0,38	0,27	26,04	26,69	0,28	0,27	26,04	27,34	0,28
Ondas	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	68,24	68,24	0,00	0,00	73,39	73,39	0,00
Geotérmica	0,26	0,20	2,25	0,20	0,20	6,03	26,14	26,14	6,03	26,14	26,14	26,14	26,14
Biomassa/Biogás e Resíduos	4,19	2,60	2,56	2,56	2,60	2,74	2,74	2,74	2,74	1,17	0,02	1,98	1,17
Total	158,71	204,58	224,78	225,52	204,71	270,82	365,62	364,35	267,34	305,27	390,26	383,87	302,62

Tabela A. 3 - Consumo de energia final (PJ) no sector dos edifícios (comercial e residencial), para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.

TIPO DE CONSUMO	2010	2030				2050				2070			
		Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Ar Ambiente	0,00	14,20	17,54	17,54	14,27	18,74	81,60	73,11	18,12	41,26	84,70	74,35	36,82
Biomassa	29,55	3,42	13,12	16,45	3,42	0,00	28,65	28,65	0,00	6,24	30,21	30,21	6,24
Isolamento	0,00	7,58	7,58	7,58	7,58	7,91	17,10	17,10	7,91	12,30	23,76	24,58	12,30
Eletricidade	114,25	131,46	133,32	133,45	131,56	161,62	146,83	145,80	158,58	171,05	170,76	169,48	168,66
Gás Natural	20,19	24,77	17,33	14,77	24,77	28,79	0,00	0,00	28,77	24,77	0,00	0,00	24,77
Geotérmica	0,43	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,09	0,09	0,09	0,09
GPL + prod. Petrolíferos	40,09	6,97	2,10	2,10	7,03	6,63	0,00	0,00	6,47	18,59	0,00	0,00	18,53
Calor	4,03	2,01	0,62	0,63	2,01	0,76	0,62	0,60	0,84	7,85	7,82	7,65	7,62
Solar	2,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Total	210,55	191,44	192,64	193,55	191,68	225,48	275,85	266,31	221,74	284,16	319,34	308,36	277,04

Tabela A. 4 - Consumo de energia final (PJ) no sector da indústria, para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.

TIPO DE CONSUMO	2010	2030				2050				2070			
		Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Biomassa	24,13	35,80	49,65	49,84	35,80	49,95	72,21	72,27	50,15	61,37	140,77	140,68	61,36
Carvão	2,10	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	1,08	1,08	0,27	0,54	2,16	2,16	0,54
Electricidade	59,98	82,81	106,86	107,67	82,81	128,34	280,27	280,23	128,34	169,36	315,54	314,49	169,36
Gás Natural	39,90	64,80	55,33	56,01	64,78	41,40	38,06	38,06	41,51	30,85	48,64	48,64	30,85
Prod. Petrolíferos	60,03	82,14	37,51	35,85	82,27	156,98	0,71	0,71	157,02	187,62	0,88	0,88	187,70
Resíduos	1,62	1,48	3,97	3,97	1,48	3,84	0,32	0,32	3,84	42,91	0,44	0,44	42,91
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,05	41,05	0,00	0,00	61,58	61,58	0,00
Calor de CHP	54,05	83,37	95,18	95,18	83,32	124,46	186,10	186,10	124,17	161,65	221,38	219,92	161,63
Total	241,81	350,68	348,78	348,81	350,73	505,24	619,80	619,83	505,29	654,30	791,38	788,79	654,36

Tabela A. 5 - Consumo de energia final (PJ) no sector dos transportes, para os cenários Base, Base_GEE, AC_impact_GEE e AC_impact, no período 2010-2070.

TIPO DE CONSUMO	2010	2030				2050				2070			
		Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Biocombustíveis	12,83	0,00	20,88	19,40	0,00	0,00	73,41	74,04	0,00	0,00	264,66	279,10	0,00
Gasóleo	177,58	215,40	192,77	194,25	215,40	226,92	2,99	2,99	226,92	269,12	3,19	3,19	269,12
Gasolina	61,95	4,30	4,30	4,30	4,30	4,53	1,17	0,00	4,53	5,00	0,00	0,00	5,00
Eletricidade	1,99	8,78	9,36	9,36	8,78	9,99	33,56	33,36	9,99	12,01	20,76	16,17	12,01
Hidrogénio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,68	61,07	0,00	0,00	0,50	0,50	0,00
GPL GN	1,75	0,09	0,09	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Prod. Petrolíferos	9,01	9,04	9,04	9,04	9,04	8,80	8,80	8,80	8,80	8,50	8,50	8,50	8,50
Total	265,11	237,61	236,44	236,44	237,61	250,25	180,60	180,26	250,25	294,62	297,61	307,45	294,62

Tabela A.6 – Custo marginal de produção de eletricidade (M€) e eletricidade produzida (PJ) por tipo de tensão.

	Tensão	2010	2020				2030			
			Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Custo marginal	Alta	76	213	206	299	281	224	218	226	224
	Média	161	307	299	398	397	318	312	320	318
	Baixa	204	360	351	457	437	372	365	374	372
	Total	441	879	856	1153	1097	914	895	920	914
Quantidade produzida	Alta	170	194	193	192	193	199	218	221	199
	Média	6	4	4	4	4	6	7	4	6
	Baixa	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	176	199	197	196	197	205	225	226	205

	Tensão	2010	2050				2070			
			Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
Custo marginal	Alta	76	281	660	625	281	403	717	916	403
	Média	161	379	781	744	379	509	841	1053	509
	Baixa	204	436	866	827	436	575	931	1157	575
	Total	441	1096	2307	2196	1096	1487	2489	3126	1487
Quantidade produzida	Alta	170	256	335	334	253	283	359	353	281
	Média	6	15	11	10	15	17	11	12	16
	Baixa	0	0	20	20	0	5	21	20	5
	Total	176	271	366	364	267	305	390	384	303

Tabela A.7 – Custos de investimento no sector electroprodutor (M€₂₀₀₀).

2010	2020				2030			
	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
435	675	675	660	672	880	1029	1016	878

2010	2050				2070			
	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact	Base	Base_GEE	AC_impact_GEE	AC_impact
435	1278	5728	5641	1251	1840	6070	5873	2022

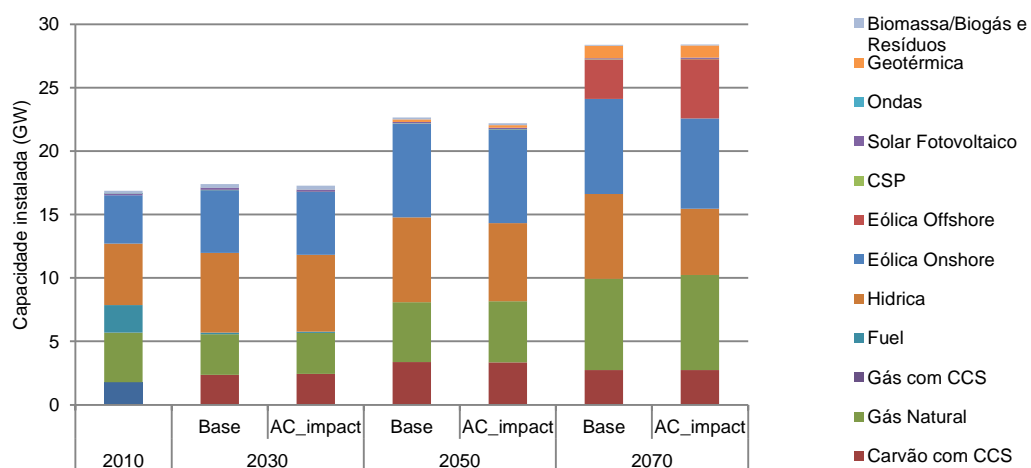


Figura A. 1 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.

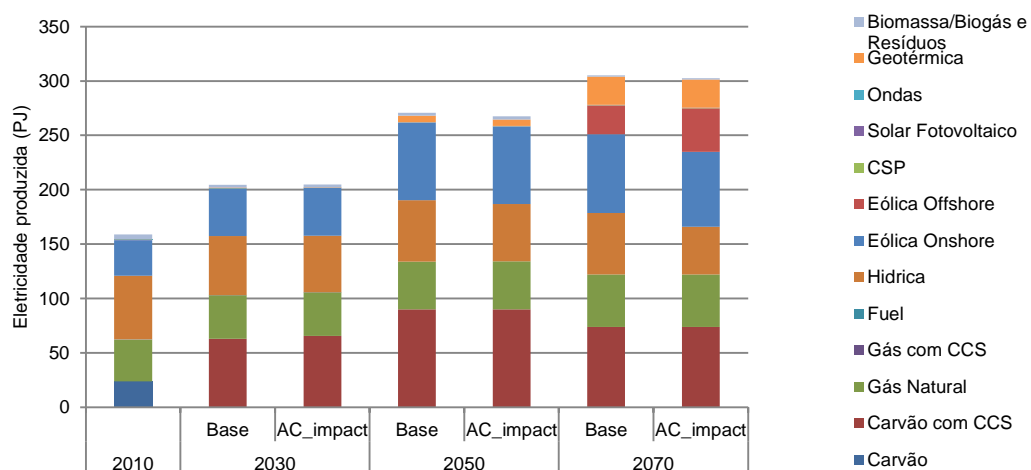


Figura A. 2 – Eletricidade produzida (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.

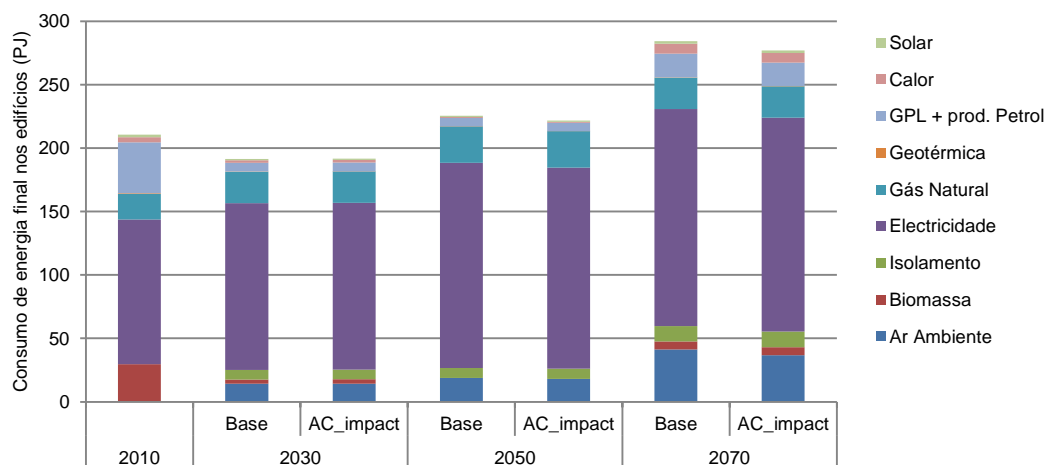


Figura A. 3 - Consumo de energia final nos edifícios (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.

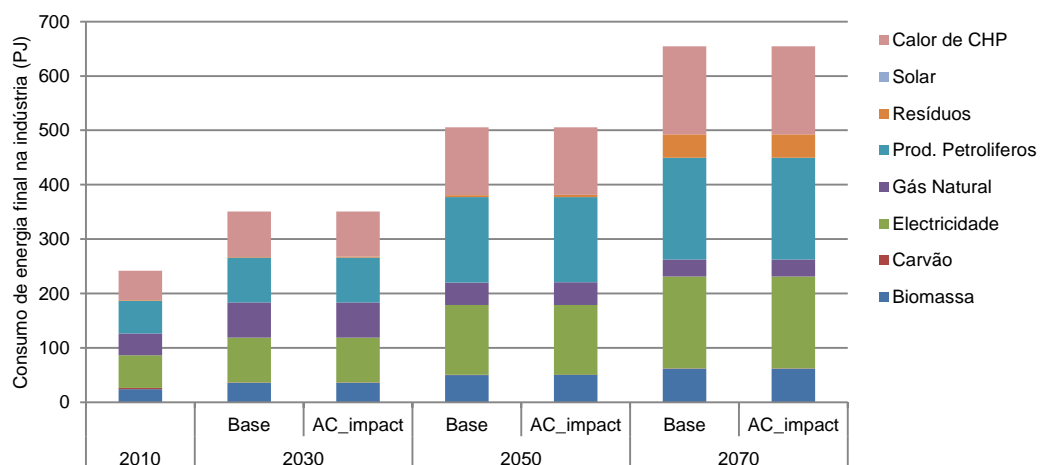


Figura A. 4 - Consumo de energia final na indústria (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.

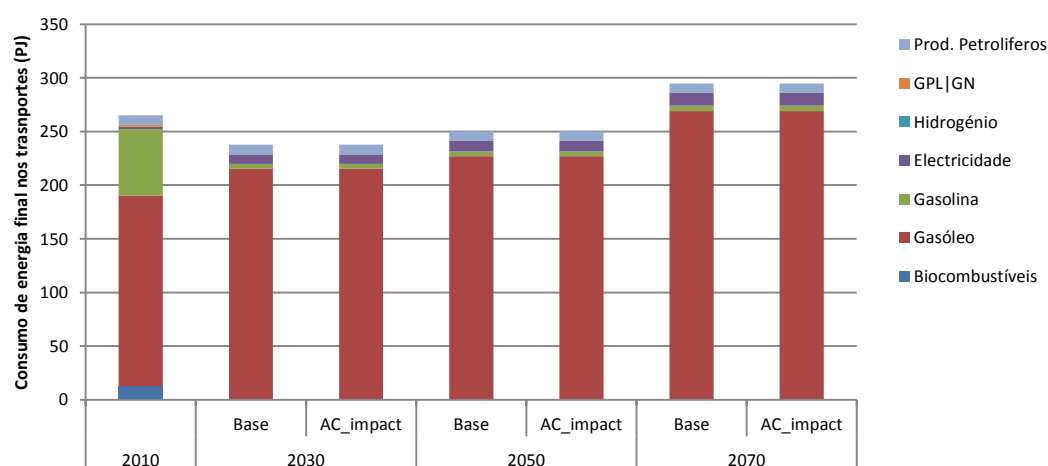


Figura A. 5 - Consumo de energia final nos transportes (PJ) para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.

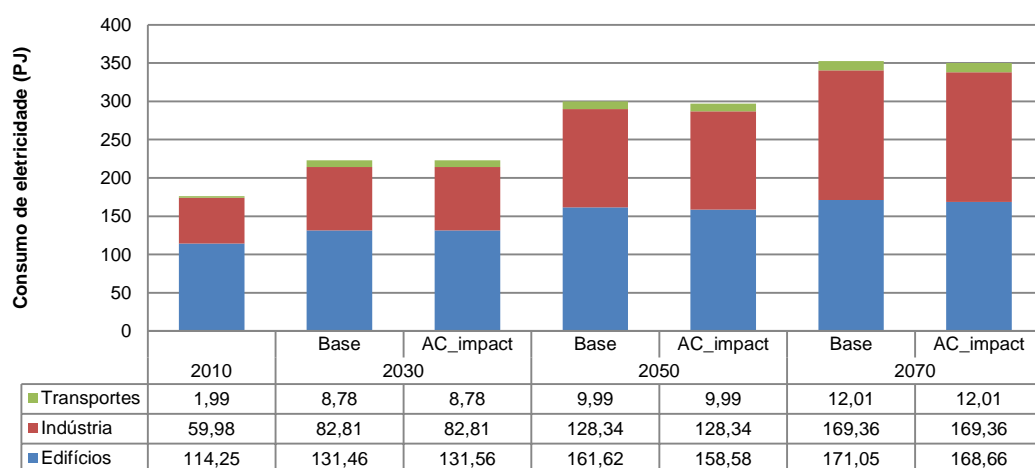


Figura A. 6 - Consumo de eletricidade (PJ) por sector, para o cenário Base e AC_impact em 2030, 2050 e 2070.

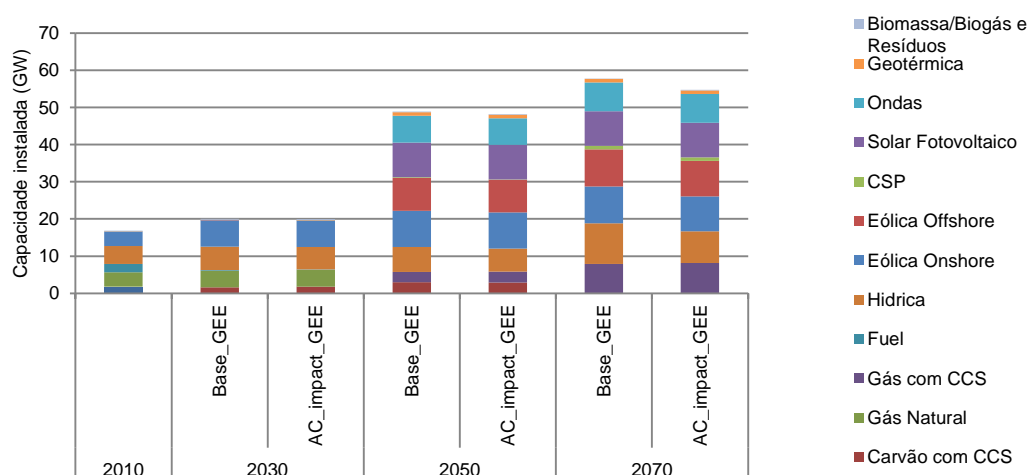


Figura A. 7 - Capacidade de eletricidade instalada (GW) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.

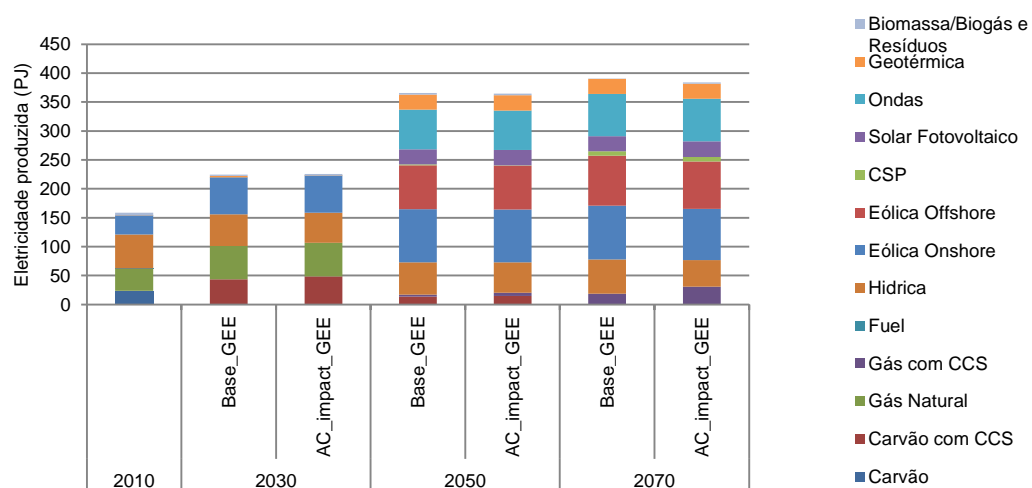


Figura A. 8 - Eletricidade produzida (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.

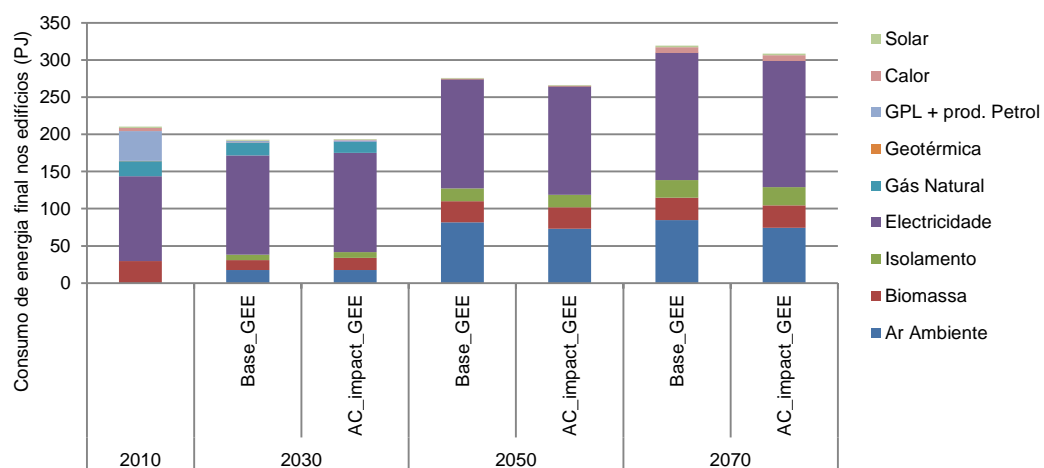


Figura A. 9 - Consumo de energia final nos edifícios (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.

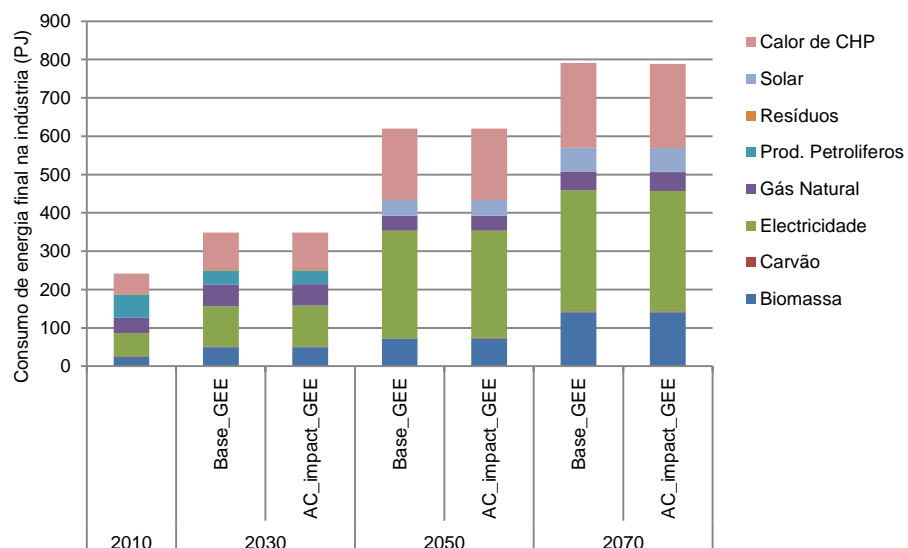


Figura A. 10 - Consumo de energia final na indústria (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.

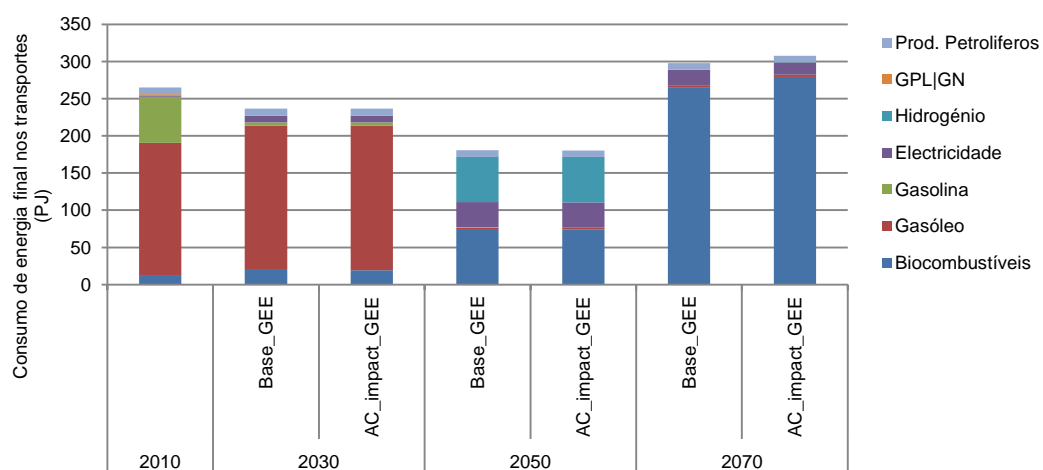


Figura A. 11 - Consumo de energia final nos transportes (PJ) para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.

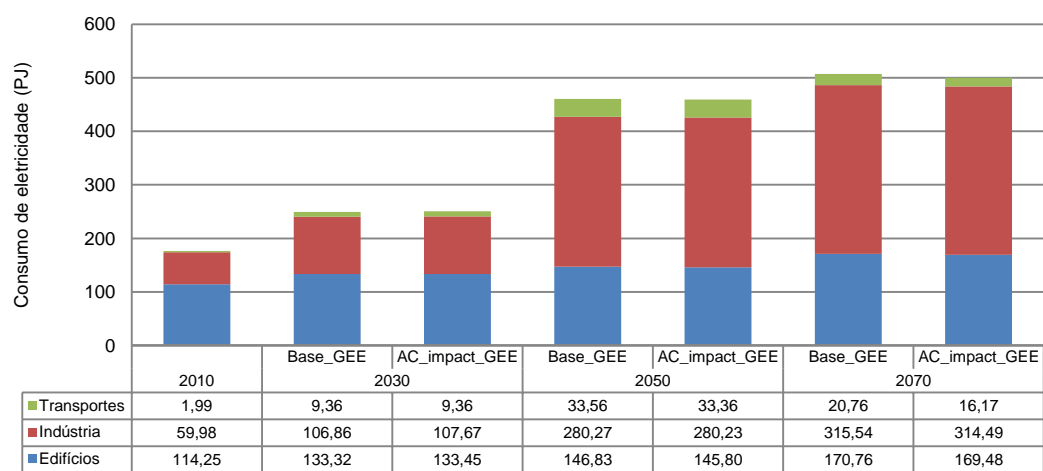


Figura A. 12 - Consumo de eletricidade (PJ) por sector, para o cenário Base_GEE e AC_impact_GEE em 2030, 2050 e 2070.

ANEXO B – IMPACTO DE CENÁRIOS DE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS NA ELETRICIDADE PRODUZIDA

Tabela B.1 - Impacto de cenários de alterações climáticas na eletricidade produzida (PJ e %), face ao cenário Base e Base_GEE.

		2030				2050				2070			
		AC_impact		AC_impact_GEE		AC_impact		AC_impact_GEE		AC_impact		AC_impact_GEE	
		PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Hídrica		-2,39	-4	-2,39	-4	-3,84	-7	-3,84	-7	-12,40	-22	-13,01	-22
Eólica	<i>Onshore</i>	-0,07	0	0	0	0	0	-0,34	0	-3,62	-5	-4,65	-5
	<i>Offshore</i>							0	0	+13,55	+51	-4,31	-5
Solar	PV	0	0	0	0	0,01	+2	+0,65	+2	+0,01	+5	+1,30	+5
	CSP	0	0	0	0	0	+4	-1,32	-77	+0,01	+8	+0,59	+8
Ondas								0	0			0	0
Geotérmica		0	0	-2,05	-91	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa/Biogás e Resíduos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+1,96	+10291
Carvão													
Carvão com CCS		+2,60	+4	+5,17	12	-0,14	0	+1,31	10	0	0		
Gás natural		-0,01	0	+0,01	0	0,49	1			-0,21	0		
Gás com CCS								+2,28	75			+11,74	+62
Fuel		SV	0										
Total		0,13	-	0,74	-	-3,48	-	-1,27	-	-2,65	-	-6,39	-